



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE DERECHO
DEPARTAMENTO DE DERECHO PÚBLICO

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: REGULACIÓN Y POLÍTICAS
PÚBLICAS EN EL DERECHO CHILENO Y DERECHO COMPARADO

Memoria para optar al Grado Académico de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales

VALENTINA PÍA MARTÍNEZ MARCHANT

Profesor guía: Santiago Montt Oyarzún

Santiago de Chile

2017

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	6
INTRODUCCIÓN.....	8
CAPÍTULO I. LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES COMO UN APOORTE A LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL E INTERNACIONAL.....	17
1.1. Concepto.....	18
1.2. Tipos de Energías Renovables.....	19
1.3. Aporte de las ERNC a la Política Energética Nacional.....	21
1.3.1. El Desarrollo de la Política Energética Nacional.....	21
1.3.2. Principales Desafíos del Sector Generación.....	26
1.3.2.1. Primer Desafío: Seguridad del Suministro.....	27
1.3.2.2. Segundo Desafío: Competencia en el Mercado y Bajos Precios.....	30
1.3.2.3. Tercer Desafío: Sustentabilidad.....	37
1.4. Sustentabilidad y Aporte de las ERNC en el Contexto Internacional.....	42
1.4.1. Un nuevo concepto: “Economía Verde”.....	43
1.4.2. Chile y su compromiso con Cambio Climático.....	45
Conclusiones del Capítulo.....	47
CAPÍTULO II. PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	49
2.1 Mecanismo de Promoción de Energías Renovables.....	49
2.2 Metas de Energía Renovable.....	51
2.2.1 Clasificación de los RET.....	51
2.2.2 Instrumentos de Política de Energías Renovables.....	53
2.2.3 Subsidios a la Producción.....	54
2.2.4 Subsidios al Capital.....	62
2.3 Ejemplos de Sistemas Comparados de Promoción de Energías Renovables.....	65
2.3.1 Unión Europea.....	65
2.3.2 Alemania.....	67
2.3.3 Australia.....	68

2.3.4	China	69
2.3.5	Estados Unidos.....	70
2.3.6	Nueva Zelanda.....	74
2.4	Otros Instrumentos de Política	74
2.4.1	Precios al Carbono.....	75
2.4.2	Permisos de Emisiones Transables	77
2.4.3	Impuesto al Carbono.....	82
2.4.4	Impuestos a Combustibles Fósiles.....	84
2.4.5	Impuestos según Generación.....	85
2.4.6	Estándares Tecnológicos	86
	Conclusiones del Capítulo	87

CAPÍTULO III. PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE 89

3.1	Primeros Incentivos a las Energías Renovables	91
3.1.1	Ley Corta I	91
3.1.2	Ley Corta II	94
3.2	La Ley 20.257.....	94
3.2.1	El Concepto de Energía Renovable No Convencional	95
3.2.2	La meta ERNC.....	98
3.2.3	Multa por Incumplimiento	101
3.3	La Ley 20.698.....	102
3.3.1	Modificación de la obligación ERNC.....	103
3.3.2	Lograr mayor liquidez a través de un Sistema de Certificados	105
3.3.3	Reducir barreras de comercialización de ERNC con un Sistema de Licitaciones	105
3.3.4	Potenciar la Ley 20.257 a través de mecanismos complementarios y competitivos	109
3.4	Otras Políticas de Incentivo	109
3.4.1	Subsidios a la Preinversión	110
3.4.2	Subsidios a la Inversión	111
3.4.3	Préstamos Blandos.....	111
3.4.4	Fondos de Garantía – Créditos Garantizados	112

3.4.5	Franquicias Tributarias.....	113
3.4.6	Programa Apoyo al Desarrollo de Energías Renovables.....	113
3.5	ERNC: única política de mitigación de emisiones de GEI para la generación eléctrica.	
	114	
3.5.1	Evaluación de Implementación de Precios al Carbono.....	116
3.5.1.1	Mercado de Emisiones Transables en Chile.....	116
3.5.1.2	Impuesto al Carbono	118
3.5.1.3	Ley de Reforma Tributaria	119
	Conclusiones del Capítulo	122
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL DE PROMOCIÓN DE ERNC		124
4.1	Situación Actual de las ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional.....	125
4.1.1	Capacidad Instalada Actual y Proyecciones.....	125
4.1.2	Generación ERNC en el Mercado Eléctrico.....	127
4.1.3	Cumplimiento cuota ERNC	127
4.2	Observaciones al actual sistema de promoción de ERNC en Chile.	129
4.2.1	Forma en que las ERNC operan en el mercado eléctrico.....	130
4.2.2	Libertad en el cumplimiento de la cuota obligatoria.....	136
4.2.3	Neutralidad Tecnológica.....	137
4.2.4	Ambigüedad en el Sistema de Certificados de Energía Renovable	139
4.2.5	Incertidumbre en el Sistema de Licitaciones ERNC	141
4.3	Análisis de efectividad de los instrumentos de promoción	142
4.3.1	Objetivos de la Ley 20.257.....	143
4.3.2	Objetivo de la Ley 20.698 y sus desafíos regulatorios.....	146
	Conclusiones del Capítulo	156
CONCLUSIONES FINALES		158
ANEXO I. SECTOR GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN EL ORDENAMIENTO JURIDICO CHILENO		162
1.1.	Sistema y Mercado Eléctrico	162
1.2.	El Mercado de la Generación	163

1.2.1. El Mercado Spot	164
1.2.2. Mercado de los contratos	166
1.2.2.1. Contratos con clientes regulados.....	168
1.2.2.2. Contratos con clientes libres.....	175
ANEXO II. CUADRO COMPARATIVO SEGÚN TIPO DE ENERGÍA	176
BIBLIOGRAFÍA.....	177

RESUMEN

Este trabajo analizará la promoción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como un elemento estratégico en el sector eléctrico, a partir de la política pública y la regulación en el derecho nacional e internacional.

La investigación se centra en la generación de electricidad a gran escala en base a centrales de ERNC, y cómo ésta se logra integrar al mercado eléctrico chileno.

Con este objeto, el Capítulo I describe las principales ventajas de la generación de electricidad a partir de estas fuentes, para luego señalar cómo aportan a la mitigación de los principales problemas del segmento generación del sector eléctrico que hasta la actualidad la política públicas y regulación no ha podido solucionar; estos son, la seguridad del suministro, la competencia en el mercado, altos precios de mercado, y la sustentabilidad. Por último, se refiere a las nuevas exigencias de la política energética internacional, y el compromiso asumido con la mitigación del Cambio Climático, y por tanto, cómo las ERNC compensan y cumplen un rol explícito con este objetivo.

En razón de la importancia de las ERNC para el sistema eléctrico, es menester analizar cómo los sistemas regulatorios comparados han sorteado la forma de integrarlas en sus respectivos mercados. Por ésto, en el Capítulo II se analizarán los mecanismos de promoción más utilizados en el derecho comparado, y aquellos instrumentos de mercado. Asimismo, se hará alusión a experiencias exitosas de promoción en el contexto internacional. Por último, en virtud de la política energética internacional y de las nuevas regulaciones relacionadas con el Cambio Climático, se observan los Precios al Carbono, no como instrumentos aislados con el objeto de mitigar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, sino como instrumentos de tipo indirectos que subsidian la promoción de las ERNC, y que incluso en algunos casos, se ha optado por ellos para cumplir con este objetivo, en vez de los instrumentos propios de promoción de energías renovables.

El Capítulo III trata la evolución de los instrumentos de promoción que se han aplicado en nuestro país, explicándose cada uno de ellos, siendo clasificados en dos categorías, subsidios a la producción y subsidios al capital.

Para finalizar, el Capítulo IV es un análisis crítico de los instrumentos de promoción aplicados en Chile. Luego, considerando la participación de estas fuentes en la matriz eléctrica y lo que se espera en el futuro, se identifican aquellas barreras de entradas que permanecen en el sector.

INTRODUCCIÓN

Chile es un país en desarrollo, y como tal, se espera que en los años próximos aumente el crecimiento económico; la productividad de los distintos sectores económicos debiera aumentar con el objeto de satisfacer todas aquellas necesidades básicas de las personas.

La “energía eléctrica” o “electricidad” cumple un rol fundamental en este proceso. Ésta tiene la característica de no ser un bien requerido en sí mismo, sino que su demanda se debe a la utilidad que le da la sociedad para la satisfacción de los servicios básicos, como la iluminación, calefacción, operación de aparatos eléctricos, entre otros. Es por ello que se presenta como la forma de energía más utilizada en el mundo, y que cada vez se vuelve más indispensable en un hogar y a nivel industrial.

Por lo tanto, a medida que la comunidad se vuelve más rica, demanda mayor cantidad de suministro eléctrico. Es así como generalmente en países en desarrollo como el nuestro, el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) es lineal al crecimiento de la demanda eléctrica; en cambio, países desarrollados han logrado estabilizar esta última.

La energía eléctrica es el resultado de un proceso de transformación de una fuente primaria a una secundaria¹. Las fuentes o energías primarias son aquellas que provienen desde un recurso natural de forma directa (como la energía solar o eólica) o por medio de un proceso de extracción (como el gas natural)². Las energías secundarias (como la electricidad) son el resultado de un proceso de transformación físico, químico o bioquímico, al cual se somete un recurso natural (fuente primaria) o en algunos casos un energético que ya ha sido elaborado (como el alquitrán).

¹ SEPULVEDA, Enrique R. 2010. Sistema y Mercado Eléctrico. Santiago de Chile. LegalPublishing: AbeledoPerrot. 41p

² COMISION Nacional de Energía [En línea]<<http://www.cne.cl/energias/fuentes-energeticas/introduccion>> [consulta: 30 julio de 2014]

Por lo tanto, el origen de las energías secundarias es un centro de transformación y su único destino posible es un centro de consumo. Dentro de éstas no sólo encontramos la electricidad, sino también los derivados del carbón, del petróleo, y del gas de ciudad³.

En Chile, este proceso se lleva a cabo por un sistema eléctrico que se encuentra dividido en tres segmentos. En primer lugar, el sector generación se encarga de producir la electricidad; luego, el sector transmisión la transporta mediante sistemas de redes; y por último, el segmento distribución, la distribuye con el objeto de que ésta llegue a los centros de consumo, que pueden ser de carácter residencial (hogares), o industrial (empresas que consumen en grandes cantidades).

Todo este sistema tiene un determinado potencial de producción de energía eléctrica, que se denominada “capacidad instalada”. Esta se mide en megawatts (MW), y está determinada por el conjunto de proyectos de generación que se van incorporando al mismo sistema.

Ante el panorama expuesto, la capacidad instalada debiera seguir creciendo a una tasa correspondiente al crecimiento de la demanda futura.

Sin embargo, no se trata de comenzar a incorporar nuevos proyectos intempestivamente que sólo aporten elementos cuantitativos. La pregunta que cabe hoy en día, es qué tipo de centrales se van a preferir para ampliar nuestro sistema.

Es una realidad que los proyectos que tienen mayor capacidad de generación son los que producen electricidad a base de energías primarias, que se transforman mediante la quema de combustibles fósiles, como el carbón, gas o petróleo. Asimismo, las grandes hidroeléctricas de paso o embalse son fuentes de electricidad, y que nuestro país las ha sabido aprovechar, sobre todo en la zona sur.

Pero esta lógica en la actualidad ya ha perdido terreno. Hoy en día se hace inviable que en virtud de la necesidad de ampliación del sector eléctrico, se busquen soluciones rápidas, invasivas y/o contaminantes. Básicamente hoy en día, dos factores ponen en entredicho este modelo: el agotamiento de las reservas de combustibles y el Calentamiento Global.

³ Ibíd.

Estas son dos aristas, en sentido macro, a las que estamos expuestos de no ser por un cambio de paradigma. Actualmente nuestra matriz de generación depende en más de un 55% de estos energéticos, por lo que si hoy en día parecen imprescindibles, es necesario buscar nuevas formas de producción eléctrica, para ir aplazando su agotamiento.

Por ejemplo, existen otros hidrocarburos que a nivel global no se han explotado en grandes cantidades. Fuentes energéticas como yacimientos profundos, o yacimientos en el mar, crudos pesados, entre otros, podrían ser una alternativa cuando los energéticos clásicos (o convencionales) comiencen a ser escasos, y sus costos no deberían ser más altos que el precio del crudo convencional.

Sin embargo, la dirección del nuevo crecimiento eléctrico es la sustentabilidad. Esta es la razón por la cual se busca el destrabe de la matriz de generación mundial levantando aquellas barreras que no han permitido que otras fuentes energéticas sean consideradas, por lo que es preciso responder con otras alternativas a gran escala de parte de la Administración, que reduzcan la demanda de hidrocarburos.

Por otro lado, la temperatura del planeta se ha alterado por el aumento de concentraciones de gases de efecto invernadero (en adelante, GEI) tales como el dióxido de carbono, el metano, óxidos nitrosos y clorofluocarbonos provocados por la acción del hombre.

Las consecuencias de este fenómeno antropógeno son completamente negativas para el ecosistema del planeta, y que se ve reflejado en desastres naturales que no sólo son perjudiciales para el entorno, si no que provocan la escasez de recursos imprescindibles para la economía mundial. Los efectos pueden incluso trascender a materias políticas-económicas, por ejemplo... guerras por la escasez de recursos.

Finalmente, los principales emisores de GEI son países con un mayor desarrollo productivo, y quienes sufren mayor impacto son los países subdesarrollados o en vías de desarrollo.

Este es un tema difícil que posee muchas aristas por donde se puede y se debe abordar. Por ejemplo, están aquellos intereses (económicos) de por medio de expansión de los países del primer mundo y los de en vías de desarrollo que predominan en nuestra sociedad, y que por cierto, pueden obstaculizar pero también viabilizar nuevas alternativas.

El dióxido de carbono es la principal causa del calentamiento global, que se produce por la quema de combustibles fósiles. Por tal razón, la generación de electricidad (por combustión) es uno de los sectores económicos con mayor participación en las emisiones de GEI.

El Cambio Climático es la máxima expresión de los resultados por el uso indiscriminado de los recursos naturales en pos de la industrialización y crecimiento de la sociedad. No obstante, es sabido que los ideales más profundos apuntan a la toma de conciencia y el cambio de mentalidad de las personas para contribuir a la mitigación de estas emisiones, y a evitarlas buscando alternativas más amigables con el medio ambiente.

Esta concientización por el medio ambiente viene del principio de sustentabilidad, que “emerge en el contexto de la globalización como la marca de un límite y el signo que reorienta el proceso civilizatorio de la humanidad. La crisis ambiental vino a cuestionar la racionalidad y los paradigmas teóricos que han impulsado y legitimado el crecimiento económico, negando a la naturaleza. La sustentabilidad ecológica aparece así como un criterio normativo para la reconstrucción del orden económico, como una condición para la sobrevivencia humana y un soporte para lograr un desarrollo durable, problematizando los valores sociales y las bases mismas de la producción”⁴.

Actualmente, somos parte de una comunidad cada vez más consciente del impacto de las externalidades negativas al medio ambiente que emiten centrales convencionales; y que se manifiesta de manera participativa oponiéndose a futuros proyectos energéticos a base de estas energías.

Basándonos en este mismo principio de sustentabilidad, la idea no es estancar el desarrollo de la energía eléctrica en contraposición a la vulnerabilidad de la naturaleza, sino propender al desarrollo con la puesta en marcha de recursos menos utilizados e invasivos, y la aplicación de nuevas tecnologías.

Este es un proceso paulatino, y por ende la planificación a mediano y largo plazo es imprescindible para que el mercado sea capaz de integrarlos de la manera menos costosa para sus actores.

⁴ LEFF, Enrique. Saber Ambiental. [En línea] Siglo XXI Editores. 1998. 6a edición, 2010. 1p. <<http://www.otrodesarrollo.com/desarrollosostenible/LeffAmbienteGlobalizacion.pdf>> [consulta: 05 de diciembre de 2015]

El esfuerzo y la transformación tecnológica en el sector energético. Finalmente, fuerzan a las empresas a invertir sus recursos. .

Actualmente, “los mecanismos de mercado se convierten en el medio más certero y eficaz para internalizar las condiciones ecológicas y los valores ambientales al proceso de crecimiento económico”⁵, y es lo que se ajusta a la realidad de las nuevas políticas públicas internacionales para el crecimiento energético.

En este contexto, las energías renovables son más que una alternativa para desarrollo de la generación eléctrica, más bien son parte fundamental de los nuevos lineamientos que se van adoptando a nivel global.

Este planteamiento toma fuerza el año 2012, en que las Naciones Unidas lo denomina como “Año internacional de la energía sostenible para todos”, que busca interrelacionar estas tres aristas ya expuestas, la pobreza energética, cambio climático y el desarrollo sostenible.

Ninguna de estas aristas son soluciones absolutas. Las dos últimas incluyen más vectores que las energías renovables (como la eficiencia energética en el caso del cambio climático, o la sustitución de carbón por gas), tampoco éstas cubren la totalidad de las necesidades del desarrollo energético.

No obstante, las características de las renovables como su inagotabilidad y la casi nula emisión de contaminantes, se plantean como una de las mejores alternativas que cohesionan el acceso a la electricidad en el presente y futuro con los principios de la sustentabilidad y las políticas de mitigación del Cambio Climático.

Pero las energías renovables no son nuevas, estas fueron las primeras y más utilizadas fuentes en los inicios de la civilización. Los romanos ya aprovechaban la hidroenergía en sus molinos de cereales y la biomasa en forma de leña para uso doméstico; o los egipcios, que hicieron uso de la energía eólica para la navegación o desecación de terrenos. Sin embargo, a partir de la revolución industrial se ven opacadas por la concentración de los combustibles como el carbón, petróleo y luego la energía nuclear que se ha perpetuado hasta hoy en día.

⁵ Ibíd. 4

En países en desarrollo, estos energéticos son una oportunidad para emprender nuevas actividades económicas a partir de recursos propios como la energía solar, hidráulica, biomasa, eólica o biocombustibles que son sectores estratégicos a desarrollar. Por lo que Chile, no es la excepción al ser un país rico en estos recursos naturales, los que no han sido explotados en comparación a su alto potencial.

Ante esta realidad cabe preguntarse ¿Por qué no se han explotado pese a la variedad y potencial de recursos a lo largo de nuestro país? ¿Por qué han preponderado las energías convencionales en la generación eléctrica?

Esto se debe básicamente a que desde la liberalización del sector generación en 1982, éste se encuentra sujeto a las reglas de la libre iniciativa económica, sometiéndose a los principios de un mercado competitivo (en contraposición de los segmentos transmisión y distribución que por publicación de la Ley General de Servicios Eléctricos se encuentran regulados) y que por ende, privilegia la generación más barata sin considerar las externalidades.

Bajo esta premisa, se dejó al Estado sólo un rol subsidiario como regulador y fiscalizador, y se entregó a los privados el desarrollo de proyectos de generación. Se entiende que éstos deciden dónde, cómo y en qué proyectos se invertirán porque el mercado eléctrico está ideado para que de acuerdo a los principios de eficiencia prosperen aquellos que sean más costo-eficientes.

Nuestro mercado eléctrico es de tipo *pool*, este consiste en que la energía producida por una central se inyecta al sistema eléctrico, que puede ser el Sistema Interconectado Central (SIC) o el Sistema Interconectado Norte Grande (SING). Luego, un órgano llamado “Centro de Despacho Económico de Carga” (CDEC) se encarga de coordinar de manera centralizada el despacho de esta energía basándose en los menores costos variables de producción.

EL CDEC-SIC o CDEC-SING, determina la cantidad de energía a producir hora a hora según la demanda del momento. Mientras más bajos sean los costos de producción, la energía será despachada de forma preferente. Por lo tanto, las generadoras compiten por tener la producción más barata en igualdad de condiciones.

Centrales a base de combustibles fósiles e hidroeléctricas por mucho tiempo fueron las más idóneas para motivar a un desarrollador a interconectarse a alguno de los sistemas. Porque son capaces de responder a la demanda horaria, a bajos costos, como es el carbón, ofreciendo un precio que recupera los costos de inversión en poco tiempo.

En contraposición a la situación anterior, las ERNC desde principio aparecían como energéticos muy caros, con costos de capital bastantes altos y sin producir lo suficiente para abastecer contratos de suministros. Además, éstas no son capaces de otorgar potencia al sistema, porque (la mayoría) no producen energía las 24 horas del día. En consecuencia, estas circunstancias alejaban la posibilidad de que un inversionista pudiera competir en igualdad de condiciones que otros relacionados con centrales a base de carbón, gas, o incluso, el petróleo diesel.

Ahora bien, a partir de lo ya expuesto la pregunta es cómo estas energías renovables, tan positivas para la sociedad, se incorporan en los diferentes sistemas eléctricos de cada país.

En este punto la planificación energética de la Autoridad es fundamental para diseñar un modelo que permita integrarlas a un mercado (eléctrico) de tal manera que puedan competir con aquellas de distinta naturaleza, pero que a su vez su participación en cada sistema se acelere para que se vaya acortando aquella brecha con los otros energéticos.

La “Promoción de las Energías Renovables” es el mecanismo por excelencia para cumplir con este objetivo. Esta consiste en la implementación (a través de un proceso anterior de búsqueda y diseño) de aquellas políticas o instrumentos de carácter regulatorio o financiero, que apuntan a acelerar los procesos de integración o competencia en el mercado eléctrico de manera más costo-eficiente. Es decir, que de no haberse implementado se hubieran demorado mayor tiempo o en condiciones menos ventajosas.

La implementación de instrumentos de políticas para la promoción viene de la mano de recomendaciones de organismos internacionales y convenciones mundiales, sobre todo de las Naciones Unidas a la luz del Desarrollo Sostenible.

De este modo, la gran mayoría de países con economías desarrolladas se han propuestos metas de participación de energías renovables en adelante (en adelante “ER”),

para conseguir aquellos objetivos de las políticas públicas y que comunidad se han propuesto.

Este es un trabajo que acarrea costos para la comunidad eléctrica y a su vez puede repercutir en la población. Sin embargo, el diseño de su implementación tiene que ser tan estudiado y con la capacidad de reacción ante los fracasos, de tal manera que sea lo más costo-eficiente posible para producir aquél cambio tecnológico que las matrices han sufrido.

En Chile, a las energías renovables se les denominan “Energías Renovables No Convencionales” (en adelante, ERNC). Este es un concepto único, al que se le agrega la frase “No Convencional” con el fin de hacer presente al escaso desarrollo y participación en la matriz de generación chilena.

Básicamente, se hace la distinción respecto a la energía hidroeléctrica dentro de todas las energías renovables. No podemos desconocer la existencia de grandes centrales a base del recurso hídrico en el Sistema Interconectado Central (SIC), por lo que se entiende que éstas no necesitan de instrumentos adicionales para que inviertan en estos proyectos. Por lo que sólo entran en la categoría de ERNC aquellas que tienen una capacidad instalada menor o igual a 20 MW.

La promoción de las ERNC en nuestro país comenzó en un tiempo bastante posterior de la liberalización del mercado eléctrico del año 1982 que se concretó con el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería; y que luego se modificó por el Decreto con Fuerza de Ley N°4 (DFL N°4), de 2007, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica” (en adelante, LGSE) y que perdura hasta la actualidad.

La incorporación de mecanismos regulatorios a la LGSE que aceleraran este proceso era inminente, por lo menos, que reflejara un cambio en las perspectivas de parte del aparato estatal al respecto, y que ojalá acabara con la participación marginal de las ERNC en la matriz por una más representativa. Esto es parte de un cambio de paradigma basado en la sustentabilidad que también lo exige la comunidad; y que manifiesta su sentir en el descontento ante vulneración del medio ambiente, oponiéndose a la instalación de estas centrales durante la tramitación de los proyectos.

En el año 2008 aparece el primer instrumento regulatorio con la promulgación de la Ley 20.257, con la cual se espera al año 2024, las empresas eléctricas que tengan contratos de suministros, del total de la energía que estén obligadas a inyectar al sistema eléctrico, un 10% provenga de ERNC. Posteriormente con la Ley 20.698 del año 2013, la meta se sube a un 20% al año 2025. Con estos dos instrumentos, se optó por incentivar su comercialización a través de un sistema de cuotas obligatorias y un sistema de licitaciones alternativo en el futuro.

El aumento de esta meta se debe a la factibilidad económica de una mayor incorporación renovables, y que se debe a su mayor demanda y masificación en el mercado a causa de mecanismos regulatorios y financiero de promoción.

No obstante, el problema no está zanjado. La competitividad de las ERNC en el mercado eléctrico si bien se ha ido equiparando a las energías convencionales, aún existen grandes barreras de entradas que los instrumentos regulatorios referidos no lograrán derribar en sí mismos.

Barreras de entradas de tipo regulatorias, financieras y administrativas como la tramitación de permisos, falta de transparencia, tardanza en la dictación de reglamentos, entre otras; siguen presente en este proceso de inserción.

Por lo tanto, una política pública capaz de tener una mirada a largo plazo, y que actúe de manera rápida para eliminar aquellas barreras de entrada que podrían afectar el cumplimiento de dicha meta se vuelve estrictamente necesaria.

Por mucho tiempo se mantuvo ausente y que en consecuencia, causó graves problemas en el sector eléctrico que hoy siguen patentes. Sin embargo, las ERNC más allá de sus ventajas propias como energéticos, funcionan como compensaciones o también denominados "*trade-offs*" de estas mismas.

Por ésto, la principal motivación de este trabajo es analizar la Promoción de Energías Renovables como una materia de importancia para nuestro país. Este es un tema que es actual y contingente, y que no sólo la política pública se hace cargo, sino que la misma sociedad chilena se cuestiona y opina, a fin de lograr un desarrollo económico más sustentable.

CAPÍTULO I

LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES COMO UN APORTE A LA POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL E INTERNACIONAL

Desde hace unos años al Estado se le exige un nuevo rol, más activo, en el desarrollo de la energía en Chile. Esta intervención debe alinear la contingencia nacional con los requerimientos del mundo globalizado para atender al crecimiento de la demanda eléctrica.

Una política energética significa planificar a corto, mediano y largo plazo abordando ejes globales y transversales. La idea común que se concibe hace bastante tiempo, es la búsqueda del equilibrio sobre los pilares ambientales, económicos y sociales.

El sector eléctrico, y en particular el segmento de la generación (a gran escala), es una parte de lo que una política energética estatal puede abarcar, y que generalmente se encuentra determinada por problemáticas que se arrastran de décadas y que justamente están relacionadas con los tres ejes mencionados.

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) juegan un importante rol en el diseño de estrategias para afrontarlas, y que no sólo son parte de la exigencia nacional sino también internacional.

El objetivo de este capítulo es introducir al lector a las Energías Renovables No Convencionales, y que sea capaz de comprender cómo éstas aportan y toman mayor valoración en un mercado eléctrico que tiene distintas falencias, considerando las políticas públicas nacionales e internacionales para seguir creciendo.

De esta manera, se entenderá por qué es necesario desarrollar mecanismos de promoción que sean eficientes, para que estos últimos sean explicados en los próximos capítulos.

1.1. Concepto

Para entender el concepto de Energías Renovables No Convencionales, es menester definir “generación de electricidad”. Ésta “consiste en el uso de una técnica que permite la transformación de fuentes primarias de energía en una fuente secundaria que conocemos como energía eléctrica”⁶.

Las energías primarias son aquellas que provienen de un recurso natural de forma directa (como gran parte de las energías renovables) o por medio de un proceso de extracción (como el gas natural)⁷.

Las energías secundarias son el resultado de un proceso de transformación físico, químico o bioquímico, al cual se somete un recurso natural (fuente primaria) o un energético que ya ha sido elaborado (como el alquitrán). El origen de estas energías es un centro de transformación y su único destino posible es un centro de consumo. La energía eléctrica (electricidad) responde a este tipo, al igual que los derivados del carbón, del petróleo y el gas de ciudad⁸.

El avance tecnológico ha permitido que actualmente contemos con gran diversidad de fuentes primarias para generar electricidad, clasificándose en renovables y no renovables.

Las energías renovables se caracterizan por tener uso sustentable en el tiempo, porque en su proceso de transformación y aprovechamiento no se agotan ni se consumen a escala humana. Así, la materia prima utilizada se regenera con mayor velocidad que su consumo⁹.

La gran ventaja es el carácter de energías limpias al no emitir gases contaminantes durante su proceso de transformación. Las desventajas son el alto costo de inversión para la instalación de la central de generación y de conexión a las redes de transporte, ya que generalmente se encuentran en zonas alejadas de los centros de consumo.

⁶SEPULVEDA, Enrique R. Op. Cit., 41p

⁷ COMISION Nacional de Energía [En línea] <<http://www.cne.cl/energias/fuentes-energeticas/introduccion>> [consulta: 30 julio de 2014]

⁸ Ibíd.

⁹ CENTRALES de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables, por CALERO Roque, “et al”. Madrid. Pearson. 2009. [En línea] 24p <<http://www.freelibros.org/libros/centrales-de-energias-renovables-generacion-electrica-con-energias-renovables.html>> [consulta: 20 de mayo 2015]

Por otro lado, la mayoría de las ERNC producen electricidad de forma intermitente (salvo la biomasa y la geotermia) al depender de la disponibilidad del recurso natural como el sol, agua o viento. En consecuencia, la potencia, definida como la tasa a la cual la energía es producida, es muy baja¹⁰.

Las energías no renovables provienen de recursos limitados y agotables, como la energía nuclear y los combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el petróleo¹¹. Al contrario de las renovables, pueden generar electricidad de forma constante una vez que la materia prima (el combustible) se encuentra en manos del generador. Su inconveniente se radica en su carácter altamente contaminante al producir emisiones locales (material particulado, metano) y globales (como dióxido de carbono), causantes de externalidades negativas para la salud de las personas y el medio ambiente.

El concepto chileno de “Energía Renovable No Convencional” es único en el mundo, porque en el resto de los países se tratan sólo como “Energías Renovables (en adelante ER). Pero el legislador chileno, mediante la Ley 20.257 decidió agregar el carácter de “No Convencional” con ánimo de diferenciar aquellas tecnologías que tienen una mayor madurez y desarrollo en nuestro país. Cuestión que se revisará con más detalle en el Capítulo III, dentro del análisis de la referida Ley.

1.2. Tipos de Energías Renovables

A continuación se dará una breve definición de los distintos tipos de energía renovables como fuente primaria de la electricidad. Para ahondar en sus características, en el Anexo II se hará referencia a través de un cuadro comparativo.

1. Energía Solar: “Aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol” de la cual se puede obtener electricidad y calor¹².

¹⁰ La potencia se mide en watts (W), o más convenientemente en kilowatts (kW) o megawatts (MW). Un MW equivale a 103 kW o 106W. Fuente: PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON,2009. [En línea] Ignacio A. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Santiago de Chile. Proyecto de Energías Renovables No Convencionales (CNE/GTZ). 19p. <http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf> [consulta: 23 de mayo 2015]

¹¹ COMISIÓN Nacional de Energía. Op. Cit.

¹² ACERA. [En línea] <http://www.acera.cl/?page_id=130> [consulta: 20 de mayo 2015]

La transformación a electricidad puede ser de forma directa a través de paneles fotovoltaicos (PV por su sigla en inglés)¹³, que pueden abastecer la demanda domiciliar y a nivel industrial. A su vez se puede aprovechar indirectamente por medio de sistemas de concentración solar de potencia (CSP)¹⁴.

2. Energía Eólica: Aquella que proviene de la “transformación de la energía cinética contenida en el viento” en energía mecánica como eléctrica. Estos sistemas pueden ser ubicados en tierra firme (sistema “*On Shore*”) o en mar abierto anclados al fondo marino (“*Off Shore*”).

3. Energía Hidráulica: Aquella obtenida a partir de flujos superficiales de agua. Las centrales hidroeléctricas canalizan el agua a través de turbinas las que alimentan generadores de electricidad. Existen centrales de pasada que aprovechan la energía cinética por el movimiento del agua (caída del recurso) y centrales de embalse que almacenan agua siendo su energía primaria potencial.

En Chile, de acuerdo a la Ley 20.257, sólo se consideran ERNC instalaciones con potencia menor a 20MW, las cuales también se denominan “mini-hidro”.

4. Energía Geotérmica: Esta proviene del calor interno de la tierra de la cual se puede obtener electricidad o energía térmica.

Las centrales de generación de energía eléctrica consisten en “obtención de agua, vapor o aire caliente a través de afloramientos de agua a altas presiones y temperaturas, como los géiseres, o la inyección de agua fría en cámaras perforadas sobre focos caloríferos subterráneos”¹⁵.

5. Energía Biomasa: Fuente variada de energía que proviene de la materia orgánica de origen vegetal, o de la transformación natural o artificial de la misma. Se aprovecha a través

¹³ Son módulos que se componen por inversores, baterías, componentes eléctricos y sistemas de montaje. Fuente: CENTRO de Energías Renovables. Libro Solar. [En línea] Chile. <http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf> [consulta: 20 de mayo 2015]

¹⁴ Mediante espejos se concentra la energía calentando un fluido generando vapor el cual ingresa a una turbina. Fuente: Ibíd.

¹⁵ CENTRO de Energías Renovables. Libro Hidroeléctrica. [En línea] Chile. 2p <http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_geotermica.pdf> [consulta: 20 de mayo 2015]

de su combustión directa, utilización de residuos orgánicos o cultivos para la producción de biogás y biocombustibles¹⁶.

6. Energía Marina: Aquella que se aprovecha del movimiento de las olas del mar (undimotriz), la oscilación de las mareas (mareomotriz), corrientes marinas y variación de temperatura y salinidad¹⁷.

1.3. Aporte de las ERNC a la Política Energética Nacional

Esta sección expone las falencias de un mercado eléctrico desregulado. Para esto es necesario comprender su raíz, y cómo la Autoridad los proyecta como desafíos, con una mirada más esperanzadora que pesimista, enfocada a la resolución de estos mismos.

El objetivo es entender a las ERNC como alternativas de compensación, o también denominados “*trade-offs*” frente a estos desafíos.

1.3.1. El Desarrollo de la Política Energética Nacional

A partir de la privatización del sector eléctrico en el año 1982, el Estado asumió un rol subsidiario que ejerció principalmente a través de la regulación, con el objetivo de garantizar la libre competencia, el funcionamiento correcto del mercado y proteger a los consumidores.

La acción estatal se redujo a la intervención regulatoria, con soluciones rápidas y cortoplacistas, frente a desajustes circunstanciales que enfrentó el sistema y el mercado eléctrico. Ejemplos fueron la publicación de la Ley Corta I y Ley Corta II (que se verán más adelante con mayor detalle) como respuesta a los cortes de suministro de gas provenientes de Argentina del año 2004.

¹⁶ CENTRO de Energías Renovables. Libro Biomasa. [En línea] Chile. 2p. <http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_biomasa.pdf> [consulta: 22 de mayo 2015]

¹⁷ CENTRO de Energías Renovables. Libro Marina. [En línea] Chile. 2p. <<http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2012/05/marina.pdf>> [consulta: 24 de mayo 2015]

Esta fue la tónica que dominó durante más de dos décadas, tiempo en que el sector eléctrico no tuvo una visión planificadora, sino más bien reaccionaria donde “la política energética chilena fue no tener política” hasta mediados de los años 2000¹⁸.

El desarrollo del sector generación quedó supeditado a los principios rectores del DFL N° 4 de 2007¹⁹, de eficiencia y neutralidad tecnológica. La concreción de proyectos se basó en factores como: bajos costos de inversión y de operación, para así reportar la mayor rentabilidad económica en el corto plazo; y sin alguna distinción normativa que favorezca alguna fuente energética en particular.

En virtud de estas características, los inversores privados optaron por la generación en base a combustibles fósiles e hidroeléctricas a gran escala, que se refleja en la actual matriz eléctrica altamente contaminante.

Este hecho ha provocado importantes distorsiones en el mercado y conflictos de tipo socio-ambiental, que según algunos, es “el factor fundamental de los problemas que el país enfrenta en el sector y la razón principal de la crisis de la política energética vigente”²⁰, se debe a la falta de regulación estatal en la inversión del parque generador.

Hace alrededor de unos diez años esta situación comenzó a ser parte de la discusión, y por ende, se introdujo en documentos de gobierno que intentaban articular un planteamiento a largo plazo para el desarrollo del sector. Sin embargo, esto sólo se quedó en expectativas de gobiernos de turno, sin lograr una agenda de planificación que haya trascendido en el largo plazo.

El primer documento de gobierno que aborda este problema fue el denominado “Política Energética: Nuevos Lineamientos”, durante el primer gobierno de Michelle Bachelet, en colaboración del Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, Sr. Marcelo

¹⁸ MALDONADO, Pedro. [s.a 201-] ¿Qué política energética necesita Chile? [En línea] <<http://www.inap.uchile.cl/columna-de-opinion/671-ique-politica-energetica-necesita-chile.html>> [consulta: 3 de agosto de 2014]

¹⁹ CHILE. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N° 4, Fija texto refundido coordinado y sistematizado del Decreto de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. 05 de febrero de 2007.

²⁰ PATAGONIA ¡Sin Represas!. Nuestra Propuesta/Plan Nacional de Desarrollo Energético [s.a] [En línea] <http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/contenido.php?seccion=propuesta_plannacionaldesarrolloenergetico> [consulta: 17 de mayo de 2014]

Tokman. En dicho documento se desarrollan líneas estratégicas²¹ con un desafío concreto: “convertir a la crisis actual en una oportunidad de lograr un desarrollo energético suficiente, eficiente, seguro, equitativo y sustentable²²”.

El año 2011, se conforma la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (en adelante, CADE)²³ por encargo del Presidente Sebastián Piñera. Según el entonces Ministro de Energía, Laurence Golbourne, ésta tenía “la misión de abrir el debate sobre el sistema eléctrico nacional basado en los recursos disponibles en Chile”, la cual “responde a la necesidad que tiene Chile de mirar a largo plazo y con un visión de Estado, que trascienda un gobierno específico²⁴”.

El informe entregado contiene materias a trabajar en los tres segmentos del sector eléctrico a nivel regulatorio y económico. Según el Ministro de Energía a la fecha de su publicación, Rodrigo Álvarez, con este trabajo se comenzaría “a definir lo que debe ser nuestra política eléctrica y sus elementos en la política energética por las próximas décadas²⁵”.

El informe fue cuestionado por falta de representatividad e imparcialidad de sus asesores, por lo que el Parlamento y organizaciones ciudadanas reaccionaron conformando una comisión paralela denominada “Comisión Ciudadana-Técnico Parlamentaria para la Política y Matriz Eléctrica (en adelante CCTP)”²⁶.

²¹ Las líneas estratégicas son: el fortalecimiento institucional, la promoción de la eficiencia energética, la optimización de la matriz energética, la compatibilización con el desarrollo sustentable, el apoyo a la equidad y la preparación para la contingencia.

²² COMISION Nacional de Energía. 2008. Política Energética: Nuevos Lineamientos. Chile. 52p <http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf> [consulta: 20 de julio de 2014]

²³ La conforman 15 técnicos: (Sebastián Bernstein (Synex), Renato Agurto (Synex), Hugh Rudnik (U. Católica y Syste), Jorge Zanelli (CECS), Marcelo Tokman (Vestas), Vivienne Blanlot (VBS Consultores), Sebastián Vicuña (U. Católica), José Antonio Guzmán (SOFOFA), Nicola Borregaard (Fundación Chile), Alejandro Jadresic (U. Adolfo Ibañez), Jorge Quiroz, Ronald Fisher (U. de Chile), Rodrigo Palma (U. de Chile), Juan Pablo Moreno (U. Católica), Ignacio Alarcón (secretario CADE) y Sergio del Campo (Subsecretario).

²⁴ GOBIERNO lanza Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. [En línea] Economía y Negocios - Emol. Santiago de Chile, 3 de mayo de 2011. <<http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=84306>> [consulta: 12 de mayo de 2014]

²⁵ COMISIÓN Asesora para el Desarrollo Eléctrico entrega informe final de trabajo al Presidente Sebastián Piñera. [En línea] InfoEnergía, 16 de noviembre de 2011. <<http://estudiosdelaener.blogspot.com/2011/11/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>> [consulta: 16 de mayo de 2014]

²⁶ Esta se integró por cuarenta miembros, entre ellos parlamentarios integrantes de la Comisión de Energía y Minería, y diputados de la Comisión de Medio Ambiente, más del sector académico y gremial, y organizaciones ciudadanas.

El trabajo final dio como resultado el libro “Chile Necesita una Gran Reforma Energética: Propuesta de la CCTP para la Transición hacia un Desarrollo Eléctrico Limpio, Seguro, Sustentable y Justo”. A diferencia del documento de la CADE, viene un enfoque más político dándole mayor preponderancia al rol del Estado en el desarrollo del sector; y formula reformas estructurales tomando como ruta principal la seguridad y sustentabilidad.

El año 2012, se publica el documento “Estrategia Nacional de Energía 2012-2030”. Ésta se divide en seis pilares fundamentales, cada uno con diferentes “propuestas” e “ideas” con el fin de “proyectar el crecimiento de Chile definiendo una política a largo plazo en materia energética, crecimiento que debe ser respaldado con energía limpia, segura y económica”²⁷.

Este documento señala al impulso de las ERNC con un rol fundamental en la proyección del crecimiento eléctrico, pero a su vez, menciona a la generación a base de carbón como un energético imprescindible para el futuro, dándole aun más importancia al recalcar los proyectos aprobados y distintas líneas de acción al respecto que pareciera ser el energético “más eficiente” para el desarrollo adecuado de la matriz.²⁸

Bajo Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, en mayo de 2014 se publica por primera vez una agenda estatal, la “Agenda de Energía – Un Desafío País, Progreso para Todos” (en adelante “Agenda de Energía”). Esta contiene siete ejes de trabajo para “un desarrollo energético confiable, sustentable, inclusivo y a precios razonables”²⁹. Para lograr este objetivo, el Ministerio de Energía impulsaría políticas y acciones con el fin de alcanzar desafíos concretos; entre ellos “desarrollar al año 2015 un Política Energética, de largo plazo, validada por la sociedad chilena, mediante un proceso participativo y regional”; planificando una agenda de corto plazo hasta el año 2025, y otra a mediano y largo plazo hasta el 2050³⁰.

El hincapié a la participación ciudadana es un hito importante en el cambio de paradigma energético respecto a los documentos anteriores. Por otro lado, el rol del Estado como primer eje también es algo nuevo. Se interpreta como el gran punto de inflexión con el

²⁷ MINISTERIO de Energía. 2008. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. [En línea] Chile. <<http://www.minenergia.cl/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>> [consulta: 17 de mayo de 2014]

²⁸ Ibíd. 25p

²⁹ MINISTERIO de Energía. 2014. Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos. [En línea] Chile 16p <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html>> [consulta: 3 de julio de 2014]

³⁰ Ibíd.

objeto de generar políticas y regulaciones que cumplan con los objetivos que se plantean, monitorear el funcionamiento de los mercados y contribuir a bajar barreras para nuevos inversionistas.

Las líneas de acción deben trascender ante cambios políticos. Se ha dedicado mucho tiempo a la elaboración de estudios técnicos que dan cuenta del panorama eléctrico por lo que ahora es necesario trabajar con una mirada hacia el futuro, y no redundar en nuevos documentos que implican pérdidas de tiempo.

En este sentido, se avanza el segundo semestre del año 2015, con la entrega del Informe “Energía 2050 – Política Energética de Chile”, parte de una de las promesas de la Agenda Energética señalada. Este es el resultado de un trabajo de un año medio, de integración técnica (con un comité consultivo de 27 personas) y social, a través de 130 mesas de trabajo regionales y 4.000 personas participantes³¹.

Energía 2050 propone al sector enfoque sistémico mediante cuatro pilares estratégicos: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética; con el objetivo principal de “lograr y mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, al mismo tiempo que se cumple con criterios de sostenibilidad e inclusión y, se contribuye a la competitividad de la economía del país. En definitiva, mediante estos atributos, se establece como objetivo avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones”.

El tercer pilar, “Energía Compatible con el Medio Ambiente”, tiene como principal enfoque, las “energías renovables”, proponiendo una meta del 70% de energías renovable en nuestra matriz eléctrica al año 2050, y del 60% para el 2035. Sin embargo, habla de “energías renovables”, cuestión que se condice con la preponderancia que el documento le da a la hidroelectricidad a gran escala. En cuanto a las ERNC en particular, señala que “(...) En esta fase, los resultados al 2035 indican que bajos distintos escenarios, en promedio, las ERNC pueden llegar a constituir un 40% de la generación del país”.

Básicamente en esta propuesta se observan tres aristas: incorporación de ERNC, de energía hidroeléctrica y energía convencional baja en emisiones de carbono.

³¹ MINISTERIO de Energía. 2015. Energía 2050 - Política Energética de Chile. [En línea] Gobierno de Chile. <http://www.energia2050.cl/uploads/libros/libro_energia_2050.pdf> [consulta: 15 de enero de 2016].

1.3.2. Principales Desafíos del Sector Generación

El desarrollo del sector generación resulta indispensable a la luz del crecimiento económico inminente de nuestro país. Si bien el modelo de mercado eléctrico ha sido suficiente para responder a la oferta y demanda, actualmente la política pública debe hacerse cargo de los desafíos planteados.

En su mayoría fueron mencionados en los primeros informes estatales (revisados en la sección anterior), y que hoy en día se concluye la necesidad de un cambio de paradigma respecto al crecimiento de la matriz de generación eléctrica, atendiendo a la mitigación de la dependencia de combustibles fósiles, reducir los precios, promover la competencia del mercado, y gestionar los impactos ambientales.

Países desarrollados, pudieron hacerse cargo de estos problemas hace más de dos décadas atrás, tomando diversas alternativas ya sea, promoviendo políticas públicas para reemplazar la generación a base de hidrocarburos por tecnologías más limpias, como las energías renovables.

Las ERNC tienen un alto potencial de estos recursos en nuestro país, razón que se suma para que estas califiquen como la alternativa más idónea para el reemplazo tecnológico; sobre todo si consideramos que la implementación de la energía nuclear, como otro tipo de energía limpia, ha sido totalmente descartada por la autoridad. Esta última sólo se considera para fines investigativos³². Al respecto, al año 2014 figuraban tres licitaciones en la Comisión de Energía Nuclear con el fin de aumentar su conocimiento, hoy en día ni siquiera es mencionada en la Agenda Energética del Gobierno³³.

Los principales problemas del sector eléctrico, que las ERNC vienen a mitigar, son: la seguridad del suministro, la competencia del mercado y altos precios, y la sustentabilidad.

³² Durante el primer mandato de la Presidenta Michelle Bachelet a través de la Comisión Zanelli (2007) y del Grupo Consultivo Nuclear (2010) se exploró la opción nuclear resultando de ésta tres propuestas de licitación diseñadas por el Grupo de Estudios en Nucleoelectricidad de la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN). No obstante, bajo el gobierno de Sebastián Piñera, el Ministerio de Energía el año 2013 se detuvieron los avances.

³³ GONZALEZ, C. ¿Qué paso con la opción de la Energía Nuclear en Chile?. [En línea] LA TERCERA. 2 de febrero, 2015. <<http://www.latercera.com/noticia/tendencias/2015/02/659-615206-9-que-paso-con-la-opcion-de-la-energia-nuclear-en-chile.shtml>> [consulta: 3 de Abril de 2015]

1.3.2.1. Primer Desafío: Seguridad del Suministro

En reiteradas ocasiones se menciona la necesidad de contar con un suministro “seguro” del sistema eléctrico, y así poder responder a la demanda eléctrica futura.

La seguridad del suministro o “de servicio” se define en la LGSE en el artículo 225 letra t) como:

“Artículo 225: Para los efectos de la presente ley se entiende por:

letra t) seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios”.

La definición legal se refiere a la capacidad de reacción del sistema eléctrico ante fallas que se puedan presentar. Pero la doctrina señala que la definición legal responde al sentido restringido de dicho concepto, ya que la seguridad está asociada a la operación y funcionamiento de los sistemas eléctricos como requisito de garantía de un suministro estable, permanente y confiable, al cual se refiere el artículo 137 inciso 2 número 1 de la LGSE como parte de los principios fundamentales de la coordinación del sistema eléctrico³⁴, el cual señala:

“La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberán coordinarse con el fin de:

1) Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico”.

Una definición más general (y acertada) para la seguridad es: “la capacidad de un sistema eléctrico de potencia de proveer electricidad a usuarios finales con un nivel específico de continuidad y calidad en un modo sostenible”³⁵.

³⁴SEPÚLVEDA, Enrique R. 2010. Op. Cit. 78p.

³⁵ Traducción propia: “*Security of electricity supply is the ability of the electrical power system to provide electricity to end-users with a specified level of continuity and quality in a sustainable manner*”. WORKING Group Security of Electricity Supply. 2006. Security of Electricity Supply. [En línea] Union of the Electricity Industry-Eurelectric, Bélgica, 15p <http://www.globalregulatorynetwork.org/Resources/SecurityofElectricitySupply.pdf> [consulta: 12 de mayo de 2014]

Actualmente los objetivos de la seguridad van más allá de prevenir el déficit de electricidad en términos cuantitativos, más bien pretenden responder a la demanda eléctrica respondiendo a variables como coyunturas de carácter político, económico y sobre todo ambientales³⁶.

Por lo tanto, la pregunta en cuestión es qué tipo de energéticos se requerirán y cómo se van utilizar para estas nuevas exigencias cuantitativas.

Diferentes estudios han proyectado la demanda eléctrica para los próximos años. En la siguiente tabla se aprecian las proyecciones elaboradas por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo de Abril del 2014 (ITPN) para los siguientes cinco y diez años en el SIC³⁷ y SING³⁸; y se agrega la proyección elaborada por el estudio “Escenarios Energéticos Chile 2030”³⁹ como reflejo de un estudio independiente de la autoridad.

Tabla N°1⁴⁰

Año	Estudio	SIC		SING	
		Demanda (GWh)	Tasa Crecimiento	Demanda (GWh)	Tasa Crecimiento
2018	ITPN	61.062	5,6%	21.248	6,2%
	E.E	64.723	5,1%	22.879	6,1%
2023	ITPN	74.289	3,8%	28.130	5,6%
	E.E	82.477	4,9%	29.531	5,1%

³⁶ MARTINEZ, Victor. A., MOLINA, Juan. C., Indicadores que Representan los niveles de seguridad de suministro en el largo plazo en la matriz eléctrica de un país. [En línea] departamento de Ingeniería Eléctrica- Mercados Eléctrico, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 2008. <<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/seguridad/index.html>> [consulta: 10 de mayo de 2014]

³⁷ COMISIÓN Nacional de Energía. 2014. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo SIC-Informe Técnico Definitivo Abril de 2014 SIC. [En línea] Chile, 10-11pp <<http://www.cne.cl/tarifacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2014>> [consulta: 14 de mayo de 2014]

³⁸ COMISION Nacional de Energía. 2014. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo SING-Informe Técnico Definitivo Abril de 2014 SING. [En línea] Chile, 7p <<http://www.cne.cl/tarifacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2014>> [consulta: 14 de mayo de 2014]

³⁹La demanda proyectada se hizo a base de perfiles construidos con el ITPN de la CNE Abril de 2012, la demanda del SING con ajustes según proyecciones de CHOCHILCO. Fuente: COMITÉ Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos. 2013. Escenarios Energéticos Chile 2030, Chile. 93p.

⁴⁰ Elaboración propia con datos de la CNE y Escenarios Energético Chile 2030.

Las cifras no difieren de sobremanera, concuerdan que en el mediano plazo la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica tendería a disminuir. Aun así, en la mayoría de los informes (sin importar el origen) especulan alrededor de 100.000 GWh de demanda de energía eléctrica para el año 2020.

Además, parte del sector privado y público sostienen que Chile vive una crisis en el abastecimiento eléctrico, razón por la cual se necesita de la inserción inmediata de nuevos proyectos. Según la Estrategia Nacional de Energía, se necesitarían al año 2020 más de 8.000 MW en nuevos proyectos de generación⁴¹.

En cuanto al tipo de energéticos a utilizar, se asocia la seguridad del suministro con la preponderancia de la energía térmica al tener un factor de planta⁴² más alto, y no depender de las variedades climatológicas. Debido a lo anterior, no es casualidad que la autoridad espere que el 80% de la capacidad instalada provenga de hidrocarburos y de energía hidroeléctrica para el año 2025⁴³.

A pesar de su nocividad ambiental, estas son indispensables para requerir de energía de respaldo y suplir aquella cuota de electricidad cuando otras de tipo intermitentes no lo hagan. Por lo tanto, es necesaria a la luz de la inclusión de proyectos ERNC a mayor escala.

Por otro lado, los proyectos nacionales de ERNC no se consideran un gran aporte a la seguridad de suministro al tener una capacidad de generación mucho menor en comparación a las convencionales, por lo que su soporte a la creciente demanda es casi marginal. Sin embargo, el elemento cualitativo de la seguridad, considera a las ERNC prácticamente una especie de contrapeso a la porción de energía sucia.

Con todo, energías renovables como la biomasa y la geotermia, tienen un factor de planta a la par de las convencionales, y a su vez, un alto potencial en nuestro país que no ha

⁴¹ MINISTERIO de Energía. 2012. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. Op. Cit. 7p.

⁴² El "factor de planta (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo". Fuente: CHILE RENOVABLES. Sepa lo que es el factor de planta de una central eléctrica. [En línea] <<http://www.chilerenovables.cl/sepa-lo-que-es-el-factor-de-planta-de-una-central-electrica/>> [consulta: 07 de julio de 2016]

⁴³ MINISTERIO de Energía. 2014. Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos. Op Cit. 32p

sido explotado, por lo que igualmente “aseguran el suministro constante de energía sin dependencia a factores externos”⁴⁴.

Las tecnologías renovables al provenir de recursos propios logran independizar a la matriz de energéticos importados; y en consecuencia se desarraiga de decisiones políticas y comerciales del mercado internacional. Cuestión que Chile enfrentó el año 2004 ante el corte de suministro de gas argentino, siendo éste la principal fuente primaria que en ese entonces abastecía a más del 50% de la generación.

El estudio “Beneficios Económicos de Energías Renovables en Chile”, señala que la reducción del riesgo de suministro producto de la diversificación de fuentes energéticas, puede ser tan importante para el Estado que incluso podría valorarse en una “especie prima o seguro que beneficia directamente la seguridad del sistema eléctrico”. El objetivo es atribuirle un valor económico que refleje aquel valor que los ciudadanos están dispuestos a pagar para protegerse de los eventos negativos que generan un perjuicio económico⁴⁵.

Países como Australia han optado por establecer una prima también denominada “*Risk Premium*” como cobertura contra aumento de precios de combustibles, porque “las ERNC representan una alternativa más competitiva y menos riesgosa” (considerando nuestro potencial) sobre todo ante los efectos negativos del cambio climático⁴⁶.

Actualmente no existen estudios que valoren monetariamente el aporte de las ERNC a la independencia energética, pero sí se espera que se haga en el futuro⁴⁷.

1.3.2.2. Segundo Desafío: Competencia en el Mercado y Bajos Precios

El mercado de las compañías de generación fue pensado como un mercado perfecto, construido sobre la premisa que la competencia estaría determinada “por un alto número de contratos de largo plazo entre las empresas generadoras y grandes clientes o clientes libres, debiera llevar a precios competitivos los cuales a su vez serían traspasados a

⁴⁴ ACHEGEO. [En línea] <<http://www.achegeo.cl/energiageotermica.html>> [consulta: 24 de mayo 2015]

⁴⁵ PricewaterhouseCoopers. 2013. Beneficios Económicos de las Energías Renovables No-Convencionales en Chile. [En línea] A petición de ACERA y NRDC. 30p. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/12/11.2013-Beneficios-Economicos-ERNC.pdf>> [consulta: 20 de mayo de 2014]

⁴⁶ *Ibíd.* 31p.

⁴⁷ *Ibíd.* 42p.

clientes regulados utilizando para ello una banda de precios que acota la distancia entre los precios pagados por los grandes clientes y por los clientes regulados”⁴⁸.

Sin embargo, esta premisa está lejos de encontrarse en la realidad porque el mercado mayorista “posee un alto grado de distorsión debido a la concentración”⁴⁹ en los principales sistemas eléctricos. En el SIC solo tres empresas (Colbún, AES Gener, Endesa) son propietarias del 90% de la capacidad instalada, y en el SING se concentra el 96% en cuatro empresas (E.CL, AES Gener, Gas Atacama y en menor cantidad Celta)⁵⁰.

Estas empresas debido al sistemas de licitaciones que rigió por más de tres décadas, “tienen capturado más del 90% del mercado eléctrico hasta el año 2020-2025” (mercado de los contratos de suministro a clientes regulados y libre). Esto obstaculiza el ingreso de nuevos actores, y por ende la diversificación de la oferta energética.

La CADE señala que la falta de la competencia sale del control de las empresas y se debe a barreras de entradas levantadas por grupos de interés y autoridades; opinión muy contraria a la de Arellano y Serra que la atribuyen a la acción estratégica de éstas últimas (por ejemplo reteniendo derechos de aguas)⁵¹. Asimismo, otros opinan que el problema no es la falta de interés en invertir, sino la dificultad para concretar proyectos, en razón de la alta oposición ciudadana, trabas administrativas y políticas, incertidumbre en la legislación entrante, desconfianza en la institucionalidad, entre otras.

La premisa del mercado perfecto para “garantizar el mínimo costo”, también se ha caído con los años, debido al alza de precios durante la última década. Actualmente en el sector generación predominan “altos costos marginales como de precios de electricidad a clientes finales que no reflejan un desarrollo eficiente del sistema” o mercado eléctrico⁵².

⁴⁸ FABRA, Natalia., MONTERO, Juan-Pablo., RAGUANT, Mar. 2014. La Competencia en el Mercado Mayorista en Chile. [En línea] Fiscalía Nacional Económica. Chile. 7p. <http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Enero13_2014.pdf> [consulta: 17 de mayo de 2014]

⁴⁹ COMISION Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Política y Matriz Energética. 2011. Chile necesita una gran Reforma Energética. Comité Editorial Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la política y Matriz Energética. Chile. 52p.

⁵⁰ FABRA, Natalia., MONTERO, Juan-Pablo., RAGUANT, Mar. 2014. Op. Cit. 7p.

⁵¹ Ibíd. 8p.

⁵² MINISTERIO de Energía. 2014. Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos. Op Cit. 32p

La mantención de altos costos marginales se viene dando prácticamente desde la crisis energética del año 2004 (ver Anexo), por lo que gran parte de este problema se debe a la utilización mayoritaria de energéticos importados⁵³.

Por otro lado, la escasez de lluvias durante los últimos cuatro años ha hecho reemplazar la generación hidroeléctrica por el carbón, diesel y gas natural licuado, siendo estas dos últimas más costosas y cada vez con una mayor preponderancia en el porcentaje de utilización para la generación (ver Anexo).

El SING presentó los costos marginales durante el año 2014 dentro de los 50 y 100 US\$/MWh, teniendo un promedio de 75 US\$/MWh en la barra de Crucero 220 kW⁵⁴. El costo marginal en el SIC es más variable por una alta participación de energía hidráulica y un consumo mayormente residencial. En el mes de marzo se obtuvo el precio marginal más alto promediando 213,2 US\$/MWh⁵⁵, mientras que el más bajo se registró en agosto con 73,5 US\$/MWh por el aumento de afluentes por lluvia que bajó el valor del agua⁵⁶. El promedio anual fue de 131 US\$/MWh en la barra de Quillota 220 kW⁵⁷.

El alza del costo marginal se refleja en el precio que pagan los consumidores finales⁵⁸. El precio en los contratos de suministro a clientes regulados el año 2006, rodeaban los US\$ 65MWh y en el año 2013 llegaron a los US\$ 128MWh. De seguir con esta dinámica se esperaría un aumento del 34% para la próxima década⁵⁹. Para los clientes libres al año 2013 el precio medio de mercado en el SIC fue US\$ 112MWh y US\$ 108MWh en el SING⁶⁰.

En ambos escenarios los altos precios son una desventaja para la sociedad. Según Hugh Rudnick, para las distribuidoras es un factor secundario porque su valor se traspasa al

⁵³ COMISION Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico [En línea] Ministerio de Energía. Chile. 2011. <<http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>> 75p

⁵⁴ CENTRO de Energías Renovables. Reporte ERNC Resumen 2014. Op Cit.

⁵⁵ CENTRO de Energías Renovables. 2014. Reporte CER Abril 2014. [En línea] http://www.cifes.gob.cl/mailling/2014/abril/REPORTE_Abril%20Dise%F1o%20V1.pdf [consulta 3 de marzo de 2015]

⁵⁶ CENTRO de Energías Renovables. 2014. Reporte CER Septiembre 2014. [En línea] http://www.cifes.gob.cl/mailling/2014/septiembre/REPORTE_SEP2014%20FINAL.pdf [consulta: 2 de marzo 2015]

⁵⁷ CENTRO de Energías Renovables. Reporte ERNC Resumen 2014. Op Cit.

⁵⁸ BANCO Central Informe de Política Monetaria. [En línea] Diciembre 2013. <http://www.bcentral.cl/publicaciones/recuadros/pdf/ipom/2013/ipm122013_Efectos.pdf> [consulta: 5 de marzo 2015]

⁵⁹ MINISTERIO de Energía. 2014. Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos. Op Cit.12-13pp.

⁶⁰ *Ibíd.* 13p

consumidor final⁶¹. Para las grandes empresas (clientes libres) afecta la competitividad en nuestra economía. Según Alejandro Jadresic, ex Ministro de Energía, “implica una menor actividad económica que puede ser del orden del 3% del PIB en el largo plazo. Por lo tanto, algunos sectores industriales están dejando de ser competitivos”⁶².

Por ende, la disminución pasa a ser parte de la política pública, no sólo por sus consecuencias, sino también porque las mismas empresas generadoras no tendrían mayor interés en bajarlo al tener ganancias de hasta un 20%⁶³.

El actual gobierno se propuso bajar los costos marginales en un 30% en el SIC para el año 2017, con valores inferiores a US\$105,96 MWh⁶⁴; y en un 25% los precios en las licitaciones de suministro a clientes regulados (respecto del año 2013) para la próxima década.

Las líneas de acción apuestan por la diversificación de la matriz, principalmente con una mayor integración de centrales a GNL que desplazarían al diésel; y un rediseño en los procesos de licitación para contratos a clientes regulados impulsando la competencia del mercado eléctrico⁶⁵, que ya se llevó a cabo a través de la publicación de la Ley 20.805 el 29 de enero del año 2015⁶⁶.

El modelo de licitaciones implementado desde la liberalización del mercado eléctrico por el DFL N° 4, que contenía una gran diversidad de bloques de suministros y el establecimiento de límites máximos de cantidad de energía dificultaba entregar predicciones de comportamientos⁶⁷. Esto provocó que los llamados a licitación durante los últimos cinco años se hayan declarado desiertos por no alcanzar a completar la cantidad ofertada⁶⁸.

⁶¹ASTUDILLO, A. y VIANCOS, C. Expertos: Falta de competencia en sector eléctrico incide en altos precios de energía. [En línea] La Tercera en Internet. Chile. 30 de abril de 2011, <<http://diario.latercera.com/2011/04/30/01/contenido/negocios/10-67528-9-expertos-falta-de-competencia-en-sector-electrico-incide-en-altos-precios-de.shtml>> [consulta: 14 de agosto de 2014]

⁶²WEISSMAN, Iván. Por qué el mercado ya no funciona en el sector eléctrico. [En línea] El Mostrador, 28 de junio de 2013. <<http://www.elmostradormercados.cl/destacados/electricas-4/>> [consulta: 14 de agosto de 2013]

⁶³ Por ejemplo, una central hidroeléctrica tiene costos de operación bajo 10 US\$/MWh, las carboneras entre los 40 y 60 US\$/MWh, y las más caras son el GNL con 110 US\$/MWh. Fuente: ASTUDILLO, A. y VIANCOS, C. Op. Cit.

⁶⁴ MINISTERIO de Energía. 2014. Agenda de Energía-Desafío País Progresos para Todos. Op. Cit. 17p.

⁶⁵ Ibíd. 32 y ss. pp.

⁶⁶ CHILE. Ministerio de Energía. Ley N°20.805. Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulación de Precios. 29 de enero de 2015.

⁶⁷ Ibíd. 45p

⁶⁸ Sin embargo la cantidad de energía no suministrada en la subasta sería comprada por estos clientes en el spot, pero con tiempos no muy extensos. Fuente: Ibíd.

La Ley 20.085 integra al LGSE licitaciones de corto plazo en circunstancias especiales como crecimiento no anticipado de la demanda y licitaciones declaradas desiertas parcial o totalmente. En estos casos podrán tener en sus bases respectivas condiciones distintas a las del artículo 131 y siguientes⁶⁹. Incluso se podrán implementar nuevos llamados una vez contratado el suministro, siempre que la Comisión Nacional de Energía prevea que para el año siguiente, el consumo de la distribuidora sea superior al contratado⁷⁰ de acuerdo a los requisitos que fija la Ley y el Reglamento.

La posibilidad de modificar las condiciones para ofertar energía, incentiva la participación de ERNC en estos procesos.

Por ejemplo, durante el segundo llamado del proceso de licitación 2013/03 para el período 2016-2019 se introdujeron algunos de los cambios de la Ley 20.805. Uno de estos fue la creación de tres franjas horarias para el día facilitando la participación de tecnologías intermitentes⁷¹.

El resultado fue positivo desde diferentes aspectos. El promedio ofertado fue de US\$ 107,85MWh, un 20% más bajo respecto al año 2013. Se presentaron una amplia gama de oferentes, de los cuales 11 de 17 oferentes eran nuevos actores en el mercado⁷². Además, participaron de empresas ERNC que no se veían hace mucho tiempo, las que aumentaron la competitividad haciendo ofertas inferiores a US\$100 MWh, cuestión que se reflejará en las cuentas eléctricas a partir del 2016⁷³.

La importancia de este hecho no sólo radica en la baja de los precios ofertados, sino también, que se comienza a desmitificar que estas tecnologías no son competitivas. Según Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas A.G., esto “demuestra que estamos en un

⁶⁹ DFL N°4, artículo 135 bis

⁷⁰ Ibíd, artículo 135 quinquies

⁷¹ DARDATI, E.; DE EJALDE, R. 2015. Artículos: Licitaciones Eléctricas e Inversiones en Energías Renovables. [En línea] Observatorio Económico. Facultad de Economía y Negocios. Universidad Alberto Hurtado. Abril, 2015. <<http://fen.uahurtado.cl/2015/articulos/observatorio-economico/licitaciones-electricas-e-inversiones-en-energias-renovables/>> [consulta: 16 de octubre de 2015]

⁷² Rodrigo Castillo: “Cuentas de la electricidad seguirán al alza, pero la pregunta es en qué volumen”. [En línea] Revista Electricidad. 15 de diciembre de 2014. <<http://www.revistaei.cl/2014/12/15/rodrigo-castillo-cuentas-de-la-electricidad-seguiran-al-alza-pero-la-pregunta-es-en-que-volumen/>> [consulta: 05 de junio de 2015]

⁷³ Ofertas económicas para suministro eléctrico son 20% más bajas que licitación de 2013. [En línea] Revista Electricidad. 11 de diciembre de 2014. <<http://www.revistaei.cl/2014/12/11/ofertas-economicas-para-suministro-electrico-son-20-mas-bajas/>> [consulta: 05 de junio de 2015]

nuevo ciclo, con intervenciones regulatorias, conversadas, discutidas y bien hechas, podemos cambiar los mercados de forma positiva”⁷⁴.

En el último proceso licitatorio, de año 2016 para el período 2021-2041, 12.430 GWh, se logró el menor precio desde el año 2006, adjudicándose a un precio promedio de US\$47,59 MW/h, y que representa una baja aproximada del 40% respecto del año 2015 y del 65% de 2013 (que fue el más alto)⁷⁵.

En cuanto a las generadoras ERNC, se les señala como las grandes ganadoras, cerca de la mitad de la energía ofrecida fue adjudicada a proyectos eólicos⁷⁶.

Las ERNC aportan competitividad al mercado debido a sus bajos costos de producción, cuestión que se ha sostenido desde antes pero no tenían la posibilidad de entrar y permanecer en el mercado eléctrico. A nivel investigativo se determinó que al año 2010, representando sólo un 3,1% de generación, aportaron en un 3.33% a la reducción de costos marginales en el SIC, ahorrándose US\$129 millones⁷⁷. Durante el año 2011, el ahorro fue de \$US 186 millones; y se redujo en un 17% el costo marginal en todo el sistema⁷⁸.

El estudio “Beneficios Económicos de las Energías Renovables No-Convencionales en Chile” cuantificó el beneficio económico y social ante la penetración del 20% de ERNC al año 2020 (que en ese tiempo era solo un proyecto legislativo en trámite)⁷⁹ para el período 2013-2018, llamado “escenario ERNC”, en contraposición con el “escenario base”, que

⁷⁴ “Empresas Eléctricas apuesta por revertir tendencia alcista en licitaciones de suministro”. [En línea] Revista Electricidad. 11 de diciembre de 2014. <http://www.revistaei.cl/2014/12/11/empresas-electricas-apuesta-por-revertir-tendencia-alcista-en-licitaciones-de-suministro/#> [consulta: 20 de mayo de 2014].

⁷⁵ San Juan, Patricia. Licitación de suministro eléctrico para clientes regulados recibe ofertas récord. [En línea] La Tercera. 27 de julio de 2016. <<http://www.latercera.com/noticia/negocios/2016/07/655-690437-9-licitacion-electrica-para-clientes-regulados-recibe-ofertas-record.shtml>> [consulta: 23 de septiembre de 2016]

⁷⁶ Esturillo, Jessica. Mayor peso sobre ERNC abre debate sobre necesidad de adaptar el sistema eléctrico. Diario Financiero. [En línea] <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/mayor-peso-de-ernc-abre-debate-sobre-necesidad-de-adaptar-el-sistema/2016-08-17/212252.html> [consulta: 23 de septiembre de 2016]

⁷⁷ BIBLIOTECA Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Chile. 4p.

⁷⁸ PALMA, Rodrigo., ORTIZ, Diego., TORRES, Rigoberto. 2012. Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad Técnica de Incorporar ERNC en los Sistemas Eléctricos Nacionales. [En línea] Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Solicitado por ACERA. 89p. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/05/Informe-Final-ACERA-CE-FCFM.pdf>> [consulta: 20 de mayo de 2014].

⁷⁹ El estudio está basado en la idea originaria del proyecto de ley de la Ley 20.698. Advierte que aunque durante el transcurso de la investigación la meta se haya cambiado al 2025 no invalida las cifras; ya que sólo se extiende el plazo, incluso pudiendo haber mejores condiciones para dicho período.

mantenía las disposiciones de la Ley 20.257, basado en el Plan del Sistema de Expansión de Transmisión Troncal: Período 2012-2013 (ETT)⁸⁰.

El resultado varía de acuerdo a la tasa de descuento utilizada. Con una tasa del 10%, que es la utilizada por el gobierno (y en el ETT), implicaría un costo total (sumado costos de capital, operación y combustibles) de US\$ 919 millones, sin compensar el costo de capital del escenario base⁸¹.

Como esta tasa no considera la contribución de las ERNC a la mitigación de la volatilidad de precios de combustibles, también se mide con la tasa del 6% por ser la de descuento social oficial del país. Al reflejar el bienestar social, incide radicalmente en la rentabilidad de las inversiones ERNC por “sus bajos costos de operación y beneficios sociales”, siendo el costo de US\$234 millones. Por tanto, se concluye que el costo de capital asignado a las ERNC en los ETT se encuentra sobreestimados, mientras que el precio en los combustibles y sus beneficios respecto a su ahorro estarían subestimados⁸².

Por último, incluye un tercer escenario (“escenario (+)”) más acorde a la realidad nacional e internacional. Refleja sensibilizaciones de costos variables estimando un aumento en el costo del combustible (carbón y GNL) de un 5% y disminuyendo costos de capital en un 15% para las tecnologías ERNC; el beneficio es de US\$ 251 MM⁸³ y de US\$ 345 MM en una tasa del 6%⁸⁴.

Con la entrada de la Ley 20.698 y los nuevos procesos licitatorios, la competitividad del sistema eléctrico se va ampliando paulatinamente, y ya podemos ver resultados. La última licitación de suministro eléctrico ya referida, no solo fue positiva en precios, sino que también en competitividad, al presentarse 84 empresas (nacionales y extranjeras). A respecto, el Ministro de Energía, Jaime Pacheco, señaló que: "estamos cumpliendo nuestro objetivo de remecer un mercado que se había aletargado y que se había acostumbrado a funcionar con pocos actores, como un club exclusivo"⁸⁵.

⁸⁰ PricewaterhouseCoopers. 2013. Op Cit. 17p

⁸¹ Ibíd.

⁸² Ibíd.

⁸³ Ibíd. 30p

⁸⁴ Ibíd. 40p

⁸⁵ Op. Cit. San Juan, Patricia. Licitación de suministro eléctrico para clientes regulados recibe ofertas récord.

1.3.2.3. Tercer Desafío: Sustentabilidad

La sustentabilidad en el sector eléctrico es otro desafío de la política pública que debe ser abordado de forma conjunta con los anteriores. En esta sección se tratará cómo las ERNC son una piedra angular para enfrentarlo en el contexto nacional. Para esto es necesario atender a la noción de sustentabilidad y como se construye en el plano energético.

El concepto de desarrollo sustentable aparece por primera vez en el Informe de Burtland: “Nuestro Futuro Común” de 1987 definido como “aquel que garantiza las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”.

Su consagración es producto del compromiso con el medio ambiente de parte de diferentes Estados, los que a fines de los años 60, dejan atrás el modelo económico basado en el crecimiento ilimitado que había dominado hasta entonces, basándose en el carácter finito de los recursos naturales.

Esto se materializa y perfecciona en el tiempo a través de la elaboración de instrumentos jurídicos (como resoluciones, declaraciones, códigos de buena conducta, entre otros) que la doctrina llama “*soft law*”. Se entiende por éste el conjunto de comportamientos observados en las relaciones entre los Estados y en general entre sujetos de Derecho Internacional, pero sin representar una fuente vinculante⁸⁶. Sin embargo, tienen efectos jurídicos al imponer conductas que “se esperan” que sean acatadas, o son la antesala a la norma jurídica de una nación⁸⁷.

La “sustentabilidad energética” toma mejor curso luego de la crisis energética global de la década del 70, por el cual se reorientan los lineamientos del sector hacia el “mejoramiento del acceso de la energía, y la implementación de tecnologías que contribuyan a la protección del medio ambiente y que sean económicamente viables en un contexto de

⁸⁶ BERMUDEZ, Jorge. 2004. Globalización y Protección Ambiental - Amenazas, tendencias y desafíos del derecho internacional del medio ambiente. Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso XXV, Valparaíso, Chile. (pp. 49-63) 53p.

⁸⁷ *Ibíd.*

eficiencia de los recursos”⁸⁸. Estos lineamientos son los que básicamente han perpetuado y evolucionado en las Conferencias de las Naciones Unidas⁸⁹.

Se ha recomendado el uso de fuentes renovables desde los primeros instrumentos que promocionan la sustentabilidad, y que se intensifica a través de recomendaciones que apuntan al desarrollo políticas y marcos regulatorios que fomenten las ERNC.

De acuerdo a las evaluaciones del Índice de Desarrollo Humano (IDH) “el acceso a una energía limpia y fiable es un requisito previo importante” para calificar como un país en desarrollo. Aunque este factor es un indicador indirecto, ningún país que alcanza elevados IDH o incluso medio, carece de un acceso importante a la energía no tradicional⁹⁰.

Chile, como país en desarrollo⁹¹, debiera seguir enfocando sus esfuerzos por la promoción de energías renovables. Sin embargo, el nivel de compromiso y responsabilidad que actualmente asume al país que al respecto, es difuso. En un principio las recomendaciones de la Asamblea General consideraron que bajo principio de “responsabilidad común, pero diferenciada”, países desarrollados por ser mayores contaminantes debían tener más responsabilidad en contener, reducir y eliminar los daños en el medio ambiente⁹². Hoy en día, ante una lectura sistémica de nuevos instrumentos con la producción internacional del cambio climático⁹³ (y que se verá a más adelante), no queda claro cuál es la carga real de nuestro país en la materia.

En nuestro país, el concepto de desarrollo sustentable se consagra en la Ley General de Bases del Medio Ambiente, el cual dispone:

“Artículo 2.- Para todos los efectos legales, se entenderá por:

⁸⁸ MORAGA, Pilar. 2013. Energía, Desarrollo Sustentable y Derecho Internacional. En su: Energía, Cambio Climático y Sustentabilidad-Una mirada desde el Derecho. LegalPublishing, Chile. 255-256pp

⁸⁹ Dentro de estas podemos destacar documentos oficiales como las Conferencias Mundiales de las Naciones Unidas de 1972 (sobre Desarrollo Humano), 1982 (Sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo), 2002 (sobre Desarrollo Sostenible) y 2012 (sobre Desarrollo Sostenible), y el Informe de la Comisión Especial sobre Medio Ambiente y Desarrollo: “Nuestro Futuro Común” de 1987.

⁹⁰ PROGRAMA de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). 2013. Informe sobre Desarrollo Humano 2013. [En línea] PNUD. Nueva York, 87p <<http://www.undp.org/content/undp/es/home/librarypage/hdr/human-development-report-2013/>> [consulta: 18 de mayo de 2014]

⁹¹ Según el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Chile se ubica en el puesto número cuarenta de 187 países evaluados⁹¹ figurando como un de los países con Índices de Desarrollo Humano (IDH) “Muy Alto”. No obstante, es un país que ha sido capaz de incrementar sostenidamente su IDH, en un 28% del período entre los años 1980 al año 2012 (0,638 a 0,819)⁹¹.

⁹² MORAGA, Pilar. 2013. Op Cit. 260p.

⁹³ *Ibíd.* 256p.

g) Desarrollo Sustentable: el proceso de mejoramiento sostenido y equitativo de la calidad de vida de las personas, fundado en medidas apropiadas de conservación y protección del medio ambiente, de manera de no comprometer las expectativas de las generaciones futuras;”

La legislación eléctrica no contiene disposición alguna que haga alusión a la sustentabilidad. El nexo con la normativa ambiental, es la exigencia a los proyectos de transmisión y generación mayores a 3MW, de someterse a una evaluación de impacto ambiental previa para ser ejecutados o modificados, de acuerdo al artículo 8 y 10 de la Ley 19.300. Por su parte la legislación eléctrica, exige el cumplimiento de las normas ambientales para el otorgamiento de concesiones⁹⁴ y licitaciones⁹⁵.

Pero el sólo cumplimiento con la normativa ambiental no es suficiente para un compromiso real del sector eléctrico con el desarrollo sustentable del país.

Evidentemente se necesita de una visión a largo plazo de un agente externo que pueda orientar hacia estos lineamientos, debido a que desde la liberalización del sector, el desarrollo de proyectos de generación se ha fundado en los intereses de la empresa privada.

El mercado eléctrico no se ha hecho cargo por sí sólo y tampoco hay señales de que lo haga en el futuro, debido a que implica mayores costos internalizar las externalidades negativas al medio ambiente.

La falta de regulación ha dado como resultado una matriz eléctrica “sucia” con centrales grandes emisoras de gases contaminantes causando externalidades negativas al medioambiente a nivel local y global.

Según la exposición del profesor de la Universidad de Chile, Pedro Maldonado, el rol de liderazgo del Estado como planificador, promotor, regulador y hasta de productor en casos innovadores, son fundamentales para concretar la sustentabilidad energética⁹⁶.

En razón de lo expuesto, se entiende por sustentabilidad en el sector eléctrico aquella que “logra la seguridad energética sin pasar por alto los requerimientos

⁹⁴ DFL N° 4, artículo 11 inciso 2.

⁹⁵ *Ibíd*, artículo 135 ter.

⁹⁶ MALDONADO, Pedro G. 2006. Op. Cit.

medioambientales, de equidad o de independencia energética. Un sistema sustentable es el que considera la dimensión temporal, es decir, que proyecta y asegura en el tiempo la utilización de diversos insumos y fuentes para la generación eléctrica y que permita transitar al país desde la oferta actual hacia una más eficiente, diversa y limpia”⁹⁷.

Si las ERNC son un aporte para la seguridad energética y la baja de precios en el mercado, en el campo de la sustentabilidad son una pieza fundamental; cuestión que se consideró desde el primer instrumento regulatorio para su promoción.

El Ministro de Energía de aquel entonces, Marcelo Tokman, señaló en la discusión parlamentaria: “hemos trabajado arduamente en el desarrollo de una política energética de largo plazo que cumpla con tres objetivos: asegurar el suministro de energía -para que el país pueda seguir creciendo como lo ha hecho hasta ahora se requiere que la energía esté disponible-, que la energía sea eficiente -que no sea a cualquier costo- y que sea sustentable, puesto que de nada sirve contar con energía y que no nos preocupemos del futuro ni de nuestros recursos naturales”⁹⁸.

El crecimiento económico de la mano de esta energía limpia se torna indispensable ante el descarte de la política pública de otras posibilidades como la energía nuclear. Si bien las fuentes fósiles pueden presentar un avance tecnológico que mitiguen su nivel de emisión, no es suficiente como el aporte de las ERNC.

Estos fueron fundamentos de la Ley 20.257, cuyo mensaje señala: “(...) ellas son menos invasivas para el medio ambiente que las fuentes tradicionales de generación eléctrica, producen escasa o nula contaminación atmosférica local, son compatibles o complementarias con otras actividades económicas, permiten un desarrollo descentralizado y regional del sector energía, y contribuyen a mitigar los efectos que el consumo energético mundial está teniendo en el clima del planeta”⁹⁹.

Por último, su aporte también es considerado por una ciudadanía que cada vez es más partícipe del cuidado del medio ambiente y exige a las autoridades que estas sean una prioridad en las decisiones públicas.

⁹⁷ COMISIÓN Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la política y Matriz Energética. Op. Cit., 40p

⁹⁸ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2008. Historia de la Ley 20.257. Chile. 79p

⁹⁹ *Ibíd.* 16p

Esto se ha reflejado en una constante oposición ciudadana durante la tramitación de proyectos de generación, sin importar su fuente, pero por sobre todo a mega proyectos hidroeléctricos y termoeléctricas a carbón¹⁰⁰.

El conflicto de interés entre la comunidad y la empresa se judicializa a través de impugnaciones (de tipo judiciales o administrativas)¹⁰¹ establecidas en la Ley, siendo una de las principales barreras de entradas de un proyecto de generación.

En gran parte de los casos se interpone un recurso de protección por la vulneración del derecho “a vivir en un medio ambiente libre de contaminación” tutelado en el artículo 19 n° 8 de la Constitución Política de la República, cuando este se ha visto “afectado por un acto u omisión ilegal imputable a una autoridad o persona determinada”; ante la venida de una central generadora de fuente convencional. En términos constitucionales, la garantía colisiona con el derecho a la libre iniciativa económica consagrado en el artículo 19 N° 21.

Se concentran en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) al darle legitimación activa al ciudadano/tercero (personas naturales o jurídicas, organizaciones ciudadanas, alcaldes, diputados y/o senadores) en contra de la autoridad (COREMA regional/Comisión de Evaluación, Dirección Ejecutiva de CONAMA/Dirección ejecutiva del SEA, Secretarías Regionales Ministeriales, tales como SEREMI de Salud o Dirección General de Aguas).

Otra forma de oponerse, es frente a la ilegalidad de Resoluciones de Calificación Ambiental por la inadecuada ponderación de observaciones, la ausencia del procedimiento de la consulta indígena una vez ingresado al SEIA, y deficiencia en la definición de la línea de base del proyecto¹⁰².

La mayoría de estas impugnaciones son rechazadas por los Tribunales de Justicia fundándose en un análisis formal del proceso de dictación de los actos administrativos,

¹⁰⁰MORAGA, Pilar. 2012. Las Razones de Conflictividad del Sector Eléctrico: El caso de la Consulta Indígena [En línea] Anuario de Derecho Público, Universidad Diego Portales. Santiago de Chile. [pp. 376-391] 377p <http://www.udp.cl/descargas/facultades_carreras/derecho/pdf/anuario/2012/19_Moraga.pdf> [consulta 17 de mayo de 2014]

¹⁰¹FUNDACIÓN Facultad de Derecho. 2012. Estudio Análisis de casos de recursos administrativos y judiciales relacionados con la tramitación de permisos para proyectos del sector eléctrico y sus efectos en la inversiones del sector energía. Universidad de Chile, Santiago de Chile. 200p

¹⁰²MORAGA, Pilar. 2012. Las Razones de Conflictividad del Sector Eléctrico: El caso de la Consulta Indígena Op. Cit., 382p

debido a que el recurso de protección no permite pronunciarse sobre el fondo¹⁰³. Finalmente, la única consecuencia es el retraso del proyecto y sólo en algunos casos la paralización.

Todas estas herramientas judiciales indican como premisa el deber del Estado “de estar al servicio de la persona humana” consagrado en el artículo 1 número 4 de la Constitución, que en este caso deberá proporcionar las condiciones para cumplir con la sustentabilidad.

Actualmente, la obligación estatal con la sustentabilidad se extiende al Cambio Climático. Como se explicará en la sección siguiente con más detalle, ambos conceptos se encuentran relacionados con la afectación del medio ambiente. Es por esto que, en un principio el Cambio Climático era parte de las materias a tratar en las convenciones relacionadas con la sustentabilidad., sin embargo, hoy en día se tratan de forma independiente.

Nuestra legislación ambiental contiene las disposiciones del marco normativo del Cambio Climático, y es una manera en que el Estado contempla su compromiso con aquél. No obstante, será parte del compromiso que Chile tiene a nivel internacional, porque su incipiente regulación y resguardo está basado en los estándares y recomendaciones internacionales de las cuales nos hemos hecho parte por ser fenómeno global.

1.4. Sustentabilidad y Aporte de las ERNC en el Contexto Internacional

El contexto internacional está dado por la preocupación de la comunidad internacional por las consecuencias del Cambio Climático como un fenómeno de afectación mundial. En este sentido, la participación de ERNC en nuestro país no sólo ayudan a mitigar la emisión de gases de efecto invernadero, que son un problemática transversal, sino que se convierten en parte en la medida compromisoria de nuestro país frente a las Naciones Unidas como organismo impulsor y “regulador” frente a al Calentamiento Global.

¹⁰³ *Ibíd.* 380p

1.4.1. Un nuevo concepto: “Economía Verde”

El Cambio Climático es “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”¹⁰⁴.

La atmósfera se compone de Gases de Efecto Invernadero (en adelante GEI), que son elementos gaseosos naturales y antropógenos, “que absorben y reemiten radiación infrarroja”¹⁰⁵, permitiendo que la temperatura del planeta se mantenga suficientemente cálida para el desarrollo de la vida¹⁰⁶.

La actividad humana y el aumento de la producción, principalmente por la quema de combustibles fósiles y la tala de bosques, ha acelerado el proceso de calentamiento de la Tierra.

El aumento de la temperatura del planeta ha provocado cambios como: el derretimiento de hielos, aumento del nivel del mar, incremento de olas de calor, el aumento o detrimento de precipitaciones en distintas zonas, entre otras. Finalmente, éstos desestabilizan la biodiversidad incluso llegando a provocar escasez de recursos naturales, como hídricos o aquellos obtenidos del cultivo o de los mares¹⁰⁷.

La preocupación por el Cambio Climático comenzó hace más de dos décadas en la comunidad internacional. En el año 1992, se llevó a cabo la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Ambiente y Desarrollo en Río de Janeiro, conocida como “Cumbre de la Tierra”, en la cual se crea la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC, por su sigla en inglés).

En ella se estableció la meta “de estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero que impida interferencias antropogénas peligrosas en el sistema climático” para

¹⁰⁴ NACIONES UNIDAS. 1992. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático [En línea] <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>> [consulta 09 de julio de 2014] artículo 1 número 2

¹⁰⁵ Ibíd. artículo 2 número 5.

¹⁰⁶ MINISTERIO de Medio Ambiente. 2011. Informe del Estado del Medio Ambiente. [En línea] Chile. 427-428pp http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Capitulo_11.pdf [consulta: 10 de diciembre de 2013]

¹⁰⁷ Ibíd.

el año 2000 a los niveles que se encontraban en 1990. Esta fue adoptada en Nueva York el mismo año y entró en vigencia el año 1994¹⁰⁸.

La UNFCCC es un documento “marco”, parte del *soft law*. Sin embargo, en el año 1997 se aprueba el Protocolo de Kioto (en adelante Protocolo) como primera adición con medidas jurídicamente vinculantes para países desarrollados (países enumerados en el Anexo I del Protocolo)¹⁰⁹. A éstos se les obligó a reducir en un 5,2% sus emisiones de GEI basándose en los niveles de 1990; la que se llevaría a cabo entre los años 1998 al 2012¹¹⁰.

En países en desarrollo no tienen la misma responsabilidad de acción, basado en el principio de “responsabilidad común pero diferenciada” que se consagra en el artículo 3 de la UNFCCC. No obstante, a pesar de que en países desarrollados son los mayores emisores, hoy en día se vuelve necesario que todas las naciones implementen medidas de mitigación, por lo que dicho principio es cada vez más difuso.

El año 2011 aparece el concepto de “economía verde” en el informe del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) “Hacia una Economía Verde, Guía para el desarrollo sostenible y la erradicación de la pobreza”. La Economía Verde se define como “aquella que tiene bajas emisiones de carbono, utiliza los recursos de forma eficiente y es socialmente incluyente”¹¹¹.

Dicho informe advierte que no existe ánimo de reemplazar el concepto de desarrollo sostenible, pero que se necesita de un nuevo enfoque que trate de manera sustancial la marginación social y el agotamiento de los recursos¹¹².

En la “Cumbre de Naciones Unidas sobre Desarrollo Sostenible, Río +20”, celebrada en Río de Janeiro el año 2012, se reconoce este concepto en el marco del desarrollo sostenible¹¹³. En materia energética se pone el acento en el acceso a la energía

¹⁰⁸ 20 años después - La Cumbre de la Tierra. Compromisos. [En línea] http://www.americalatina.genera.org/rio20/?page_id=32 [consulta: 19 de mayo de 2014]

¹⁰⁹ NACIONES UNIDAS. 1998. Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. [En línea] <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf> [consulta: 18 de mayo de 2014]

¹¹⁰ *Ibíd*, artículo 3 número 1

¹¹¹ PROGRAMA de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). 2013. Op. Cit., 12p

¹¹² PROGRAMA de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Hacia una economía verde: Guía para el Desarrollo Sostenible y la erradicación de la Pobreza. 2011. [En línea] PNUMA, 2p <http://www.pnuma.org/eficienciarecursos/documentos/GER_synthesis_sp.pdf> [consulta: 17 de mayo de 2014]

¹¹³ NACIONES UNIDAS, Asamblea General. A/RES/66/288, Resolución Aprobada por la Asamblea General el 27 de julio de 2012. [En línea] 11 de septiembre de 2012, 3p <<http://www.un.org/es/comun/docs/?symbol=A/RES/66/288>> [consulta 19 de mayo de 2014]

segura, la eficiencia energética y el fomento a las energías renovables, en el marco de la utilización de energías de punta de alto rendimiento energético¹¹⁴.

En la opinión de Pilar Moraga, académica de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, la consagración de este concepto es lo que le otorga un rol fundamental al sector energético a la realización del desarrollo sustentable y al cumplimiento de los objetivos establecidos al cambio climático. El enfoque en las bajas emisiones de carbono, propone instrumentos regulatorios como impuestos verdes y eliminación de subsidios a los combustibles fósiles¹¹⁵.

1.4.2. Chile y su compromiso con Cambio Climático

Según la Agencia Internacional de Energía al año 2008, Chile es responsable del 0,26% del total de las emisiones a nivel mundial, quedando en el lugar 61 de mayor a menor emisor de un total de 186 países¹¹⁶. Su contribución es bastante menor en comparación con países desarrollados, sin embargo, la cantidad de emisiones ha ido en aumento, duplicándose desde el año 1990 hasta el año 2006 (año del Inventario para las Naciones Unidas), alcanzando 60 millones de t CO²-eq.¹¹⁷. Gran parte se atribuye al desarrollo del sector energético, el cual representa aproximadamente un 80% de las emisiones nacionales¹¹⁸. El resultado se asocia a la alta utilización de combustibles fósiles de los subsectores que envuelve, como la generación de electricidad (29%), el transporte (29%) y la industria manufacturera, construcción y minas (23%)¹¹⁹.

Según el estudio “Consumo de Energía y Emisiones de Gases Efecto Invernadero en Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación”, la generación eléctrica representa el 37% (incluidas las emisiones del consumo propio del sector energía) del total de las emisiones nacionales de CO₂ en el año 2006¹²⁰.

¹¹⁴ MORAGA, Pilar. 2013. Op. cit. 265p.

¹¹⁵ *Ibíd.*, 266p

¹¹⁶ MINISTERIO de Medio Ambiente. 2011. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Mar de las Naciones Unidas. Op. Cit., 91p

¹¹⁷ *Ibíd.* 437 y 439p

¹¹⁸ COMISIÓN Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Op. Cit., 123p

¹¹⁹ MINISTERIO de Medio Ambiente. 2011. Informe del Estado del Medio Ambiente. Op. Cit. 442p

¹²⁰ O'RYAN, Raúl., DIAZ, Manuel., CLERC, Jaques. 2010 Consumo de Energía y Emisiones de Gases Efecto Invernadero Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación [En línea] PROGEA. Universidad de Chile. Chile. 63p. <<http://www.energycommunity.org/documents/Aplicacion%20de%20LEAP%20en%20Chile.%202010.pdf>>

El mismo estudio estimó al año 2030 la generación de los principales sistemas eléctricos sería de 180 GWh y el 52% de la capacidad instalada (40.000 MW) corresponderían a centrales térmicas a carbón. Las emisiones del sector aumentarían de 14,2 a 85 millones de TCO₂e en el período 2006-2030, incrementando su intensidad en carbono de 0,26 a 0,47 TCO₂e por MWh¹²¹.

Los efectos propios del cambio climático, como la baja de precipitaciones y derretimiento de hielos, se traducen en una reducción del potencial de generación de las fuentes hidráulicas, las que se reemplazarían por termoeléctricas, mayoritariamente por centrales a carbón. De continuar esta tendencia, se estima que la generación eléctrica y el transporte generarían un incremento de 360% en el sector energía al año 2030¹²².

Chile comienza a hacerse parte de este compromiso con la ratificación de la UNFCCC el año 1994 mediante el Decreto 123 del año 1995¹²³ y más tarde, del Protocolo de Kioto por el Decreto 349 del año 2005¹²⁴.

Al ser un país en desarrollo (país No-Anexo I), su responsabilidad está en elaborar un inventario de emisiones y comunicar a la Conferencia de las Partes (COP) las medidas que se han aplicado y las que se prevén en el futuro¹²⁵. Otra forma de aportar es participando en proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que se explicarán en el Capítulo III de este trabajo.

El nivel de exigencia al respecto es bastante bajo, considerando que el año 2011 se envió la Segunda Comunicación Nacional (y última) basada en el inventario de emisiones de GEI que abarca el período entre el año 2000 hasta el año 2006.

En diciembre de 2009 el país firmó el Acuerdo de Copenhague (COP-15) que tiene como meta global reducir en 2° Celsius la temperatura mundial. Chile se inscribió en el

¹²¹ Ibíd. 40p

¹²² PROGRAMA Chile Sustentable. Energía en Chile ¿Para qué y para quién? [En línea] Santiago de Chile. 2013. 3p. <http://www.energiaciudadana.cl/sites/default/files/node/documento/archivo/energia_para_que_para_quien_14marzo2013.pdf> [consulta: 24 de julio de 2014]

¹²³ CHILE. Ministerio de Relaciones Exteriores. Decreto 123: Promulga la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. 13 de abril de 1995.

¹²⁴ CHILE. Ministerio de Relaciones Exteriores. Decreto 349 de 2005: Promulga el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco De Las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y sus Anexos A y B. 16 de febrero de 2005, 16 de diciembre de 2005.

¹²⁵ NACIONES UNIDAS. 1992. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, artículos 4 y 12.

Apéndice II y tiene el propósito de desviar en un 20% la trayectoria BAU (*Bussines as Usual*) de sus emisiones al año 2020, como proyección del 2007. Señala que, para alcanzarlo, requerirá de soporte internacional y focalizará sus acciones en medidas de Eficiencia Energética, Energías Renovables, Forestales y Cambio del Uso de la Tierra¹²⁶.

Tal propósito ha sido criticado por ser de carácter difuso, sin contener una meta clara con magnitudes de reducción.

El año 2012, Chile se adhiere a los Acuerdos de Cancún en la Conferencia de las Partes celebrada en Durban, que envuelve un conjunto de medidas concretas y planes oficiales de reducción de emisiones de GEI, que suponen de la ayuda de naciones en desarrollo para protegerse de los impactos y construyan futuros sostenibles¹²⁷.

Finalmente, se acordó que al año 2015, se celebraría un acuerdo vinculante para todas las Partes. Para esto nuestro país se debería someter a un proceso con un alto nivel técnico y político y así definir un nuevo compromiso que regiría con posterioridad al año 2020, evaluando si se aumenta o no el nivel de compromiso voluntario que existe hoy en día, como también respecto a las acciones de mitigación específicas para dicho nivel¹²⁸.

Conclusiones del Capítulo

1. El comienzo de la regulación para las ERNC parten de la ausencia de un marco regulatorio para la generación eléctrica en general. Ante el surgimiento de Debido a la crisis del corte de suministro de gas argentino, surgen los principales problemas del sector eléctrico, y con ello, la política pública se ve en la necesidad de replantear la planificación (o suplir la ausencia de esta) para el mediano y largo plazo. Con esto, los beneficios que reportan las ERNC logran sobreponerse a sus desventajas para ser consideradas junto a alternativas de energías primarios.

¹²⁶ CHILE. Ministerio de Relaciones Exteriores, Dirección de Medio Ambiente, Antártica y Asuntos Marítimos. Carta enviada por Subsecretario de Relaciones Exteriores a la Directora Ejecutiva de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. [En línea] 23 de Agosto de 2010. <http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/chilecphaccord_app2.pdf> [consulta: 20 de octubre de 2013]

¹²⁷ UNITED NATIONS. Los Acuerdo de Cancún [En línea] Framework Convention of Climate Change. <http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/la_convencion/conferencias/cancun/items/6212.php> [consulta: 25 de junio de 2014]

¹²⁸ MINISTERIO de Medio Ambiente. 2011. Informe del Estado del Medio Ambiente. Op. Cit., 449p.

2. Sin desconocer el aporte que pueden reportar las ERNC a la seguridad del suministro, al equilibrio en los precios y la competitividad en el mercado, la sustentabilidad es el eje principal que motiva su penetración. Cuestión que en los tiempos actuales cobra importancia por ser una exigencia que trasciende los estándares nacionales. Las medidas que debe adoptar el Estado respecto al Cambio Climático, las hace -casi- un deber, al no haber otras fuentes más amigables con el medio ambiente.

3. La exposición de los desafíos del sector eléctrico en este capítulo, no es sólo para entender a las ERNC como un factor de compensación. Su penetración no sólo depende de las “ideas” o estrategias de la política pública, sino que a su vez, necesita de un marco legislativo y regulatorio que se acomode a éstas. A grandes rasgos, pudimos ver cómo el sistema de licitaciones para contratos de suministro de energía eléctrica han sido una barrera de entrada para que nuevos generadores, y por sobre todo renovables; se integren al mercado de la generación para competir y desconcentrarlo. Es por esto que, la idea es que se tecnifique la legislación, no sólo para promocionar las ERNC (cómo lo veremos en los próximos capítulos) si no que se adapten las ya existente o bien se reevalúen a la luz de los nuevos lineamientos de la política estatal.

CAPÍTULO II

PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La participación de las ER en las matrices de generación eléctrica del mundo y, sobre todo, en países desarrollados ha ido en aumento llegando a equiparar su presencia con las energías convencionales.

Esto se debe a las políticas de promoción costo-eficientes que cada estado ha implementado con mayor o menor éxito.

Cada estado intenta alcanzar objetivos específicos con una mayor injerencia de las ER, aunque sobresale el compromiso con el desarrollo sostenible. En este sentido, la recomendación de organismos internacionales ha sido relevante, a que las señalan como una de las mejores alternativas para afrontar la demanda eléctrica en el futuro. Lo anterior se ha visto reforzado con las recomendaciones relacionadas con el Cambio Climático, porque su promoción se considera una medida de mitigación propia del sector eléctrico.

Es por esto que en este capítulo se describe el mecanismo de promoción de las ER más utilizado en la experiencia comparada, aquel que combina metas específicas de participación de ER (en sus matrices de generación o en su consumo) con instrumentos de políticas para alcanzar estas mismas. Asimismo, se explican los precios al carbono como instrumentos indirectos de promoción de ER, ya que sin ser instrumentos de promoción propiamente tales, desincentivan las energías convencionales y por ende “subsidian” a las renovables.

2.1 Mecanismo de Promoción de Energías Renovables

Cuando la literatura se refiere a la “Promoción de Energías Renovables” se refiere a los mecanismos de incentivos que establece la política pública para una mayor participación de estas tecnologías en la oferta energética.

La promoción de estas tecnologías se ha ido desarrollando en el tiempo, a través de un trabajo paulatino de organismos internacionales. Consejos, instituciones, convenciones, entre otras, han remarcado su relevancia en las nuevas políticas internacionales, sobre todo en el marco del desarrollo sustentable¹²⁹.

Uno de los principales promotores es la Agencia Internacional de Energía (IEA por su sigla en inglés), que ha planteado una alta participación de energías renovables con el fin de *“desempeñar un rol central para conducir al mundo hacia un entorno energético más seguro, confiable y sustentable”*, encargándose de elaborar recomendaciones y propuesta para una correcta implementación de políticas¹³⁰.

Otro ejemplo es la Declaración de la Coalición de Johannesburgo sobre Desarrollo de Cambio Climático del año 2004, donde más de ochenta países (entre ellos, Chile) acordaron la introducción de iniciativas nacionales, regionales y mundiales con el objetivo común de incrementar en forma sustancial la participación y contribución de estas fuentes en la oferta energética mundial¹³¹.

En general, la línea estratégica se basa en el establecimiento de objetivos claros y ambiciosos de participación de ER en la matriz eléctrica en un período de tiempo definido, a nivel nacional, regional e idealmente globales¹³². Luego de esta determinación, el énfasis está en la identificación de mecanismos que aumenten las inversiones en estas fuentes y el desarrollo de un mercado para ellas¹³³.

Metas específicas de participación en el consumo energético o en el mercado eléctrico, conjuntamente con mecanismos de incentivos a través de instrumentos de políticas determinadas como la estrategia más costo-eficiente, han sido el método para impulsar su desarrollo de forma exitosa en diferentes países. La idea, es que los incentivos ayuden a

¹²⁹ JIMENEZ, Susana. 2011. Energía Renovable No Convencional: Políticas de Promoción en Chile y el Mundo. [En línea] Serie Informe Económico 218. Libertad y Desarrollo. 15p <http://www.lyd.com/wp-content/files_mf/sie218energiarenovablenoconvencionalpoliticasdepromocionenchileylmundosjimenezseptiembre2011.pdf> [consulta: 13 de junio de 2014]

¹³⁰ Ibíd. Cita a: Agencia Internacional de Energía. Deploying Renewables - Principles for Effective Policies. OECD/IEA. 2008.

¹³¹ NACIONES UNIDAS. CEPAL., GTZ., Fuentes Renovables de Energía en América Latina y el Caribe: Situación y Propuestas de Política. [En línea]. 2004. 11p <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/2/14982/Lcl2132e_s.pdf> [consulta: 22 de mayo de 2014]

¹³² Ibíd.

¹³³ Aquí Europa. La Coalición de Johannesburgo para las Energías Renovables define sus prioridades estratégicas. [En línea] Mi+d. 10 de marzo de 2003. <<http://www.madrimasd.org/informacionidi/noticias/noticia.asp?id=11770>> [consulta: 23 de mayo de 2014]

equiparar las condiciones de mercado de las energías limpias con las convencionales, ya que por un largo período se han mostrado como energéticos caros, ineficientes y poco atractivos para la inversión.

2.2 Metas de Energía Renovable

Las metas u objetivos de ER (en adelante RETs' por su sigla en inglés "*Renewable Energy Targets*") consisten en requerir una cierta cantidad o proporción de electricidad generada usando tecnologías renovables sobre un período de tiempo dado¹³⁴.

La idea es que estos porcentajes vayan aumentándose paulatinamente para alcanzar el objetivo al período dado. La mayoría se incrementan en un 1,2% a 1,5% por año.

Los períodos pueden ser de corto, mediano o largo plazo; aunque en la actualidad gran parte figuran con fecha de plazo final para el año 2020.

Generalmente, el RET se basa en energía producida (kilowatts-hora) y no en capacidad instalada (kilowatts). De esta forma, los beneficios que reportan las ER, sobre todo medioambientales, ocurren cuando el generador efectivamente produce electricidad y reemplaza aquella fuente que no es renovable. Por otro lado, al recompensar la generación se provee un incentivo al dueño para mantener su instalación a los niveles más altos de productividad. Finalmente se reducen los costos totales de generación de ER y se promueve el avance tecnológico.

2.2.1 Clasificación de los RET

Los RET pueden ser obligatorios y aspiracionales.

Los obligatorios consisten en el mandato expreso al generador o al vendedor (*retail*) de electricidad, para procurar una porción mínima en su oferta con fuentes disponibles de energía renovable¹³⁵.

¹³⁴ PRODUCTIVITY Commission. Carbon Emission Policies in Key Economies. [En línea] Australian Government. 2011. 21p <<http://www.pc.gov.au/projects/study/carbon-prices/report>>

Estos suelen identificarse con los “sistema de cuotas”. En la experiencia comparada ocupan el nombre de “Estándares Obligatorios de Energía Renovable”, “*Renewable Portafolio Standards*”, “*Renewable Energy Standards*”, “*Renewable Obligation*”, entre otras¹³⁶.

Generalmente se adoptan a través de la legislación o por vías reglamentarias, que establecen las reglas básicas para su funcionamiento, como la determinación de los recursos a utilizar, su certificación, sanciones por el no cumplimiento, la ejecución de las penalidades (“*enforcement*”), entre otras.

Ante esta obligación, el legislador puede ofrecer opciones para que la meta sea cumplida. Es decir, otorgar la facultad al obligado para que elija cómo cumplirla, ya sea mediante generación propia, contratarla de un tercero, o por la compra de certificados (instrumentos de política que se analizarán en la sección referida más abajo).

Una ventaja del carácter obligatorio de esta meta es la creación de un escenario estable y, por ende, de confianza para la comercialización de ER. En consecuencia, mitiga la incertidumbre de los actores e inversores del mercado eléctrico que han optado por las ER. Quienes venden energía renovable pueden visualizar la demanda de contratos de compraventa de ER con aquellos obligados que no cuentan con estas fuentes de generación propia¹³⁷.

Como estos contratos juegan un rol decisivo en la búsqueda de financiamiento de un proyecto de ER, se concluye que los RET por sí mismos fomentan el desarrollo este tipo de proyectos.

Las metas aspiracionales generalmente se identifican con el término “*goal*”. Estas son de carácter voluntarias sin tener una sanción por no cumplimiento; y en algunos casos se otorga un *premio* cuando son alcanzadas.

¹³⁵GRACE, Robert., DONOVAN, Deborah., MELNICK, Leah., When Renewable Energy Policy Objectives Conflict: A Guide for Policy Makers. [En línea] National Regulatory Research Institute, Octubre 2011, 8p <http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/09/Grace_When_Renewable_Energy.pdf> [consulta: 2 de junio de 2014]

¹³⁶ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. 2010. Powering the Green Economy- The Feed-in tariff handbook. Earthscan, Londres-Washington, DC., 150p.

¹³⁷Clean Energy Sates Alliance. 2011. Sustainable Energy Advantage. Analysis of Renewable Energy Policy Options for Vermont. [En línea] Vermont Public Service Board- National Association of Regulatory Utility Commissioners, Vermont. Estados Unidos. 31p <<http://psb.vermont.gov/sites/psb/files/publications/Reports%20to%20legislature/RPSreport2011/CESA%20SEA%20Draft%20Vermont%20Report%208%2026.pdf>> [consulta: 4 de junio de 2014]

La mayoría son metas generales para el Estado que las instaure, incluso pueden abarcar otros sectores económicos además del eléctrico, como el transporte. Sin embargo, el problema de esta generalidad, y ambigüedad, es que no queda claro cuál es la meta para el suministro eléctrico en particular.

Generalmente son parte de programas de gobierno, y en el mejor de los casos terminan como medidas que levantan barreras de entradas dispersas en legislación.

Por otro lado, al ser voluntarias reflejan la preocupación por materias medioambientales de parte de las empresas que las llevan a cabo, y que la comunidad (sobre todo, la internacional) cada día valora más. Esto trae consigo “una competencia limpia” entre países¹³⁸, donde agendas energéticas limpias son un buen potencial de inversión en recursos naturales o bien, son un indicador de desarrollo que refleja estabilidad económica para invertir.

2.2.2 Instrumentos de Política de Energías Renovables

Los instrumentos de política son aquellos mecanismos (regulatorios o financieros) que el Estado implementa para facilitar el posicionamiento de las ER en el mercado eléctrico frente a las energías convencionales.

Actualmente podemos encontrar una gran diversidad de éstos utilizados en sistemas internacionales, los cuales deben proyectarse como el más efectivo en relación a los objetivos de la política pública nacional en particular; pero en general, apuntan al levantamiento de barreras de entradas de las ER¹³⁹.

La coordinación de factores institucionales, sociales, técnicos, de infraestructura, junto con el diseño de la política en sí misma, es la base para la efectividad del instrumento¹⁴⁰. A su vez, la capacidad de respuesta es fundamental en un mercado como el

¹³⁸ Por ejemplo, en los estudios “ClimateScope” elaborados por la Bloomberg New Energy Society, se hace un reporte calificando países de Latinoamérica y el Caribe de acuerdo a distintas materias, que en conjunto demuestran la habilidad para atraer inversiones en recursos energéticos menos emisores.

¹³⁹ WORLD Resource Institute. 2013. Meeting Renewable Energy Targets: Global Lessons from the Road Implementation - Report [En línea] 10p. <http://awsassets.panda.org/downloads/meeting_renewable_energy_targets_low_res.pdf> [consulta: 5 de junio de 2014]

¹⁴⁰ Ibíd. 8p

eléctrico, que está en constante cambio; por lo que desatender a este factor puede generar su saturación, ganancias inesperadas para desarrolladores de proyectos y aumento de costos¹⁴¹.

La idea es que estos incentivos vayan decreciendo a medida que se reduce la brecha de costos de las tecnologías renovables con aquellas que compiten en el mercado respectivo hasta ser innecesarios¹⁴².

En virtud de la diversidad de instrumentos, y de sus características, estos pueden atender a diferentes criterios de clasificación. La más común se hace respecto a su naturaleza, resultando dos categorías: “regulatorios” o “financieros”. Por otro lado, y más atinente a las nuevas políticas energéticas internacionales que apuntan a la mitigación del cambio climático, se clasifican como “subsidijs a la producción” y “subsidijs a la inversión”.

En este capítulo se explicarán aquellos más relevantes y usados en países desarrollados y con experiencias exitosas en promoción de ER, atendiendo al segundo criterio de clasificación, como una forma de darle concordancia con el compromiso internacional en la mitigación de emisiones de carbono.

2.2.3 Subsidijs a la Producción

Los subsidijs a la producción consisten en el pago de un subsidio a aquellos generadores que son más bajos en emisiones, por cada unidad de electricidad que éstos suministran a la red¹⁴³. Es decir, benefician al generador cuando su central se ha puesto en marcha, por no ser contaminante.

a) Certificados de Energía Renovable

Los certificados de energía renovable (en adelante RECs, por su sigla en inglés “*Renewable Energy Certificates*”) también son llamados en la experiencia comparada como “etiquetas verdes” (*Green tags*), “Certificados Verdes Transables” (“*Tradable Green*

¹⁴¹ *Ibíd.* 14p

¹⁴² *Ibíd.*

¹⁴³ PRODUCTIVITY Commission. *Op cit.* 71p.

Certificates o *TGCs*”), “Certificados de Obligaciones Renovables” (“*Renewable Obligation Certificates*” o *ROCs*)¹⁴⁴.

Un certificado representa lo que la ley o lo que el reglamento determine, aunque generalmente se definen como un megawatt-hora (MWh) de electricidad generado por un recurso renovable calificado, y que es creado en el punto de generación eléctrica¹⁴⁵.

Generalmente este instrumento se utiliza como una forma de cumplir los estándares obligatorios de ER (RETs), porque aseguran al obligado que la energía eléctrica comprada proviene de una fuente limpia.¹⁴⁶ La sofisticación de los REC ha permitido que no sólo informen que aquel MWh proviene de ER, sino que también, pueden otorgar mayor detalle como, por ejemplo, en ciertos casos de Estados Unidos señalan el tipo de tecnología utilizada, fecha de creación, la antigüedad del generador renovable, su locación, emisiones del generador, la idoneidad para cumplir con el RET obligatorio¹⁴⁷, en incluso certificados más completos, contienen el aporte a la reducción de la huella de carbono y la estabilidad del precio¹⁴⁸.

Uno de los sistemas de REC’s más evolucionados es el de Estados Unidos de América. Es por esto que en esta sección nos referiremos a algunas de sus características. Si bien, como veremos más adelante, estos REC varían de acuerdo a cada Estado, podemos ver características comunes que han sido imitadas por otros sistemas regulatorios en el mundo.

El REC comprende dos tipos de atributos. Uno de carácter físico que se refiere a la electricidad generada e inyectada a la red; y otro no-energético que dice relación con elementos sociales y con el medioambiente, que se deriva del megawatt-hora de energía renovable que está reemplazando a la electricidad generada a base de fuentes fósiles.

¹⁴⁴ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. Cit. 155p.

¹⁴⁵ EPA’s Green Power Partnership. 2008. Renewable Energy Certificates. [En línea] U.S Environmental Protection Agency, Washington, DC. 3p <http://www.epa.gov/greenpower/documents/gpp_basics-recs.pdf> [consulta: 24 de mayo de 2014]

¹⁴⁶ United States Environmental Protection Agency (EPA). Renewable Energy Certificates. [En línea] <<http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/rec.htm>> [consulta: 4 de junio de 2014]

¹⁴⁷ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. cit. 155p.

¹⁴⁸ Se incluyen las emisiones de instalaciones de combustible fósiles que son desplazadas o evitadas por la generación renovable, con la finalidad de que también pueden ser rendidos en como un producto medioambiental de reducción de emisiones en mercado específicos que se transan compensaciones de carbono. No obstante, estos no son precisamente los objetivos iniciales para lo cual fueron creados los REC.

Por esto, un REC se puede transar de manera ligada (*bundled*), comprendiendo ambos atributos; o sólo respecto a sus atributos no-energéticos, de manera desligada (*unbundled*). Esta última modalidad se basa en la idea de una “comercialización virtual” o “desprendimiento físico” de la electricidad¹⁴⁹ que permite identificar aquel valor propio del atributo no-energético, porque en el caso de venderlo *bundled*, este valor se confunde con el de la electricidad en el precio total.

La compra *unbundled* es una opción ventajosa para comercializadores que deben cumplir con un estándar obligatorio de ER y que cuentan con la electricidad suficiente para satisfacer sus contratos de suministros, ya sea propia o que provenga de un tercero. En este último caso, no deberán cambiar de suministrador eléctrico por uno de energía renovable con tal de cumplir aquella cuota.

La mayoría de los sistemas observados, permiten que los RECs sean transados cuantas veces los actores lo decidan (como Estados Unidos); y su propietario tendrá el derecho a reclamar los mismos atributos y beneficios que tiene desde el momento de su creación¹⁵⁰ ; pero una vez hecho valer, se considera “retirado” del sistema¹⁵¹.

Últimamente, los REC han cobrado relevancia dentro de los Programas Voluntarios de Generación Verde (en inglés, *Voluntary Green Power Programmes*)¹⁵². Estos programas (también considerados mecanismos de promoción) se instauran en mercados desregulados donde no hay RET obligatorios, y consisten en habilitar al consumidor de energía para pagar más, de forma voluntaria, por recibir energía renovable. Así, la ER se transforma en una herramienta de marketing para interesar a los consumidores que básicamente pueden ser gobiernos, empresarios, o clientes institucionales¹⁵³.

La transacción de los certificados puede ser a través de un contrato directo de compraventa o en unos Sistemas de Transacciones de REC (*REC Tracking System*), como el caso de Estados Unidos¹⁵⁴. El precio es variable porque depende de factores aleatorios que influyen su oferta y demanda. Por ejemplo, en Estados Unidos han variado entre \$US

¹⁴⁹ *Ibíd.*

¹⁵⁰ EPA's Green Power Partnership. Renewable Energy Certificates. Op. cit. 4p.

¹⁵¹ EPA. REC Tracking. [En línea] <<http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/tracking.htm>> [consulta: 27 de mayo de 2014].

¹⁵² La generación verde es una subcategoría de la electricidad renovable porque se refiere a aquella que es producida por recursos renovables que proveen los más altos beneficios ambientales.

¹⁵³ *Ibíd.* 61p.

¹⁵⁴ *Ibíd.* 5p.

1/MWh y \$US 20/MWh durante los últimos diez años, en casos que el RET sólo se dirige a la energía solar, se registra una variabilidad del \$US150/MWh a \$US680/MWh¹⁵⁵.

En sistemas de cuotas obligatorias, la demanda se basa en el porcentaje requerido¹⁵⁶, pero existen reglas que limitan las transacciones en el mercado, por ejemplo que provengan de una determinada región o sistema de transacción, que la energía sea distribuida en una determinada localidad, que la compra se limite a un REC *bundled*, entre otras.

Por ejemplo, el estado de Hawaii el año 2009 estableció metas obligatorias en su RPS pero no permite el uso de RECs¹⁵⁷. Arizona sí lo permite pero sólo puede ser *bundled*¹⁵⁸.

La variedad de reglas complejizan el mercado de RECs elevando el costo administrativo. Hoy en día existen “intermediarios” que compran y venden RECs o facilitan la transacción cobrando un recargo en el precio¹⁵⁹.

La variación del precio en los mercado voluntarios es menor porque no hay límites de comercialización, por lo que el precio es más competitivo¹⁶⁰.

Por último, el REC representa un ingreso al generador renovable, pero las fluctuaciones de precio (o que se mantengan en un bajo valor) puede ser un elemento disuasivo en la búsqueda de capital para el desarrollo de la actividad¹⁶¹.

En razón de lo anterior, se ha postulado que el REC no incentiva la integración de nuevos proyectos, sino que sólo respalda aquellos que se hubiesen llevado a cabo de todas formas. Este problema se denomina “*adicionalidad* del mecanismo”, en que el REC es un “aderezo” o co-beneficio cuando los proyectos se han rentado por otras vías¹⁶².

¹⁵⁵ *Ibíd.* 6p.

¹⁵⁶ HOLT, Edward., SUMMER, Jenny., BIRD, Lori. 2011. The Role of Renewable Energy Certificates in Developing New Renewable Energy Projects. NREL, Estados Unidos. 6p.

¹⁵⁷ State of Hawaii, House of Representatives, 25th Legislature, H.B. N° 1464, junio 2009.

¹⁵⁸ Arizona, Comisión Corporativa, Arizona Administration Code, title 14, chapter 2, article 1803. 14 de noviembre de 2006 [En línea] <http://www.azsos.gov/public_services/Title_14/14-02.htm#ARTICLE_18> [consulta: 3 de junio de 2014]

¹⁵⁹ HOLT, Edward., SUMMER, Jenny., BIRD, Lori. Op Cit. 8p.

¹⁶⁰ *Ibíd.*

¹⁶¹ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. Cit. 160p.

¹⁶² *Ibíd.*

b) Feed-in Tariffs (FIT)

Los *Feed-in tariffs* (en adelante FIT), que también pueden denominarse denominarse *Renewable Energy Payments (REPs)* o *Advanced Renewable Tariffs (ARTs)*; consisten en el establecimiento de un precio fijo por la compra de energía renovable. En la mayoría de estos sistemas se paga al productor renovable una tarifa superior o recargo al precio de venta por cada unidad de electricidad o kilowatt-hora (kWh) (renovable) que es inyectada a la red¹⁶³.

Generalmente, los FIT requieren que las compañías distribuidoras compren el total de la electricidad proveniente de los productores por un largo período de tiempo¹⁶⁴, y se traspa a consumidores finales de electricidad¹⁶⁵.

Los FIT pueden tener distintas modalidades y ser altamente complejos, sobre todo en sistemas que llevan más de una década de instaurados. Sin embargo, todos responden a criterios comunes que el regulador debe tomar en cuenta al momento de diseñarlo.

En primer lugar, deberá determinar las tecnologías sujetas a este sobreprecio. Se recomienda definir expresamente cada fuente y así evitar confusiones respecto a derivaciones en la composición de éstas; como por ejemplo, en el caso de la biomasa que incluye variedad de recursos como productos forestales, desechos animales o municipales.

El FIT puede destinarse a un conjunto de tecnologías o sólo a una en particular. Pero se recomienda no hacer distinción porque posibilita el desarrollo conjunto de estas fuentes, a través de la reducción de costos y así contar con una diversidad tecnológica en el futuro cumpliendo con el objetivo principal de la promoción¹⁶⁶. El impulso hacia una sola fuente puede traer consigo una cantidad menor de energía producida, generando un costo adicional que finalmente es traspasado a los consumidores finales¹⁶⁷.

Asimismo, se podrán excluir de este beneficio centrales de acuerdo a su ubicación geográfica, capacidad instalada, fecha de conexión al sistema eléctrico, o incluso por la

¹⁶³ *Ibíd.* xxi p.

¹⁶⁴ *Ibíd.* xxiii p.

¹⁶⁵ JIMENEZ, Susana. Op. Cit. 18p.

¹⁶⁶ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. Cit., 16-17 pp.

¹⁶⁷ *Ibíd.*

cantidad de utilidades que tienen sus dueños (como una medida de desconcentración del mercado).

La determinación del monto en la tarifa es fundamental, el equilibrio debe centrarse en un precio que no sea muy bajo que pueda desincentivar la inversión, o tan alta que cause ganancias innecesarias y altos costos al consumidor final¹⁶⁸.

La metodología de cálculo del precio más usada se basa en la nivelación de costos de la generación renovable (ejemplos son Alemania y España)¹⁶⁹; estos sistemas podrán considerar costos de inversión, administrativos, de conexión a la red, mantenimiento y operación, y de combustibles en el caso de la biomasa y biogás¹⁷⁰.

Menos común es la metodología basada en el “valor” de la generación renovable. Este valor es un concepto relativo, que en algunos casos se refiere al que la sociedad le atribuye (como su contribución a la mitigación del cambio climático, impactos a la salud, seguridad energética), o aquél otorgado por el servicio eléctrico (como el tiempo y locación donde se inyecta la electricidad a la red). Ejemplos son Portugal y los estados de California y British Columbia en Estados Unidos¹⁷¹.

El período de vigencia de la tarifa depende del nivel de precio, porque si éste es lo suficientemente elevado, no necesitará de un largo plazo de duración para amortiguar los costos de inversión. Generalmente tienen un rango de diez a veinte años, los cuales al finalizar, el legislador retira los FIT para que la energía se venda a precio de mercado¹⁷².

Algunos casos comprenden otras obligaciones en el sector eléctrico, como el sistema alemán que obliga al operador de la red eléctrica a la compra, conexión y distribución de electricidad renovable de forma preferente en relación a las fuentes convencionales¹⁷³.

¹⁶⁸ *Ibíd.* 19p.

¹⁶⁹ COUTURE, Toby., “et al Policymaker’s Guide to Feed-in Tariff Policy Design – Technical Report. [En línea] NREL/TP. US Department of Energy. United States. 2010. 7p. <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>> [consulta: 16 de octubre de 2014]

¹⁷⁰ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. Cit. 20p.

¹⁷¹ COUTURE, Toby., “et al”. Op. Cit. 8p

¹⁷² *Ibíd.* 28p

¹⁷³ FEDERAL Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). EGG- The Renewable Energy Source Act - The success story of sustainable policies of Germany. [En línea] Gröschel_ Geheeb_ Responsible Branding GmbH, Berlín, 2007. Section 8 paragraph 1. <<http://ebookbrowse.net/eeg-success-brochure-engl-pdf-d57645753>>[consulta: 4 de junio de 2014]

Los FIT son instrumentos regulatorios, por lo que el rango normativo de la legislación en que se implementan es relevante cuando se espera generar confianza de sus actores en el beneficio mismo y en la seguridad jurídica.

El caso español es un ejemplo de la debilidad del FIT ante cambios regulatorios, debido a que se implementaron a través de Decretos Reales (con un rango menor que una ley), que son de fácil modificación o derogación atendido a los bajos quórum para acordarlos¹⁷⁴. EL FIT entró en vigencia el año 2004 mediante el Decreto Real 436/2004 con un precio fijo para el conjunto de ER, basado en costos nivelados. Pero el año 2007 el Decreto Real 661/2007 creó un régimen especial, en que el titular de la central podía vender su energía a tarifa regulada directamente en el mercado spot o mediante contratos, más una prima (o sobreprecio) basada en el valor del kilowatt-hora del spot. Finalmente, el año 2013 el Real Decreto Ley 2/2013 elimina aquella prima adicional y los precios regulados, como medida urgente frente al desajuste de costes del sistema eléctrico¹⁷⁵.

En virtud de lo expuesto, una de las grandes ventajas de los FITs es la seguridad en el ingreso que otorga a los inversores en ER, al basarse en un precio establecido y fijo; a diferencia de aquellos sistemas basado en cantidades de energía como los de cuotas.

c) Créditos Fiscales a la Producción

Los créditos fiscales a la producción (en adelante PTC por su sigla en inglés *Production Tax Credit*) son incentivos tributarios directos del Estado, que consisten en el otorgamiento de un crédito en el impuesto a las empresas generadoras renovables, basado en la cantidad de electricidad generada durante el año en curso (el que también puede ser determinado como año tributario)¹⁷⁶.

El costo de llevarse a cabo esta política se distribuye en todos los contribuyentes; y el ingreso fiscal, generalmente el Estado los invierte otras políticas que involucran las

¹⁷⁴ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. Cit. 87p.

¹⁷⁵ ASOCIACIÓN Española de la Industria Eléctrica (UNESA), [En línea]. <<http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa/regulacion-del-sistema-electrico-espanol/1871-rd661#Inicio>> [consulta 31 de mayo de 2014].

¹⁷⁶ MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL, Benjamin. Op. Cit. 172p.

energías renovables, como una especie de intercambio de beneficios, que en teoría involucran a todos los ciudadanos¹⁷⁷.

La desventaja del instrumento se relaciona con la falta de independencia como política de promoción, porque debe ir acompañada de otras para su eficacia. Por ejemplo en EE.UU es apoyada con los FITs o con los RET.

Al basarse en la energía producida, evidentemente este beneficio fiscal se obtiene una vez que el proyecto se ha puesto en marcha¹⁷⁸. Por esta razón, también se denomina “el FIT para los ricos”, porque finalmente se otorga a grandes compañías, o inversionistas que son capaces de ganar estos beneficios por su capacidad de inversión a gran escala¹⁷⁹.

d) Mecanismo de Subasta

También conocido como “sistema de licitaciones”, “*Tendering System*” o “*Bidding*”, que cuando se implementa como mecanismo de promoción, consisten en la venta de energía a través de procesos licitatorios pero exclusivos para la participación de generadoras de ER.

El Estado licita una cantidad fija de energía eléctrica o de potencia para que inversores o desarrolladores proyectos ER hagan su oferta¹⁸⁰, que pueden ir dirigidos todo tipo de tecnologías renovables (sin distinción), o sólo para una tecnología en particular. Finalmente el contrato es otorgado a quien haga la mejor oferta de acuerdo a las bases de licitación respectivas, firmando un contrato de largo plazo y estableciendo un período para poner en marcha el proyecto.

Las ventajas de este sistema son que el Estado puede controlar la cantidad de energía renovable que se espera que se produzca y, por ende, sea comercializada; y que (ostensiblemente) le garantiza al generador la compra de la energía¹⁸¹.

¹⁷⁷ *Ibíd*

¹⁷⁸ *Ibíd.* 173p.

¹⁷⁹ *Ibíd.* 174p.

¹⁸⁰ *Ibíd.*

¹⁸¹ *Ibíd.*

Además, se incentiva a que inversores reduzcan sus costos con el objeto de presentar ofertas atractivas y competitivas.

Sin embargo, esto puede ser una desventaja. En la experiencia se ha visto la vulneración del sistema al realizar ofertas muy por debajo de la realidad y que finalmente, una vez puesto en marcha en el proyecto no alcanza la rentabilidad necesaria para cubrir los costos de inversión.

Un ejemplo de estos problemas fue el caso de Reino Unido, que instauró el primer sistema de subastas denominado “*Non Fossil Fuel Obligation*”, pero al año 2003 sólo el 30% de la capacidad contratada fue instalada, producto del retiro de las compañías adjudicatarias con el fin de evitar la quiebra¹⁸².

2.2.4 Subsidios al Capital

Los subsidios al capital consisten en el financiamiento directo del aparato estatal dirigidos a la inversión en generación eléctrica renovable, que generalmente son instrumentos de política complementarios a los subsidios a la producción, es decir a los FITs o los RECs.

a) Créditos Fiscales a la Inversión

Los créditos fiscales a la inversión (en adelante ITC por su sigla en inglés “*Investment Tax Credits*”) consisten en proveer un tratamiento favorable al contribuyente que decide invertir en proyectos de ER en el pago de sus impuestos correspondientes¹⁸³.

El Estado es el responsable de evaluar los riesgos de otorgar dicho beneficio, y libera de esta carga a los inversionistas¹⁸⁴.

El otorgamiento del ITC se garantiza con anterioridad a la puesta en marcha de la central generadora. Esto suele traducirse en una desventaja de este sistema financiero, porque suelen ser más atractivos para recaudadores fiscales, que para especialistas del

¹⁸² *Ibíd.* 175p.

¹⁸³ *Ibíd.* 170p.

¹⁸⁴ *Ibíd.* 171p.

rubro de las ER, que se esmeran en desarrollar un buen diseño de ingeniería de una central. En casos como Inglaterra, se ha visto que desarrolladores de proyectos con tal de obtener este beneficio, recién comienzan a evaluar la viabilidad del proyecto una vez que se ha puesto en marcha¹⁸⁵.

b) Transferencias Directas de Efectivo

Como su nombre lo dice, son subsidios directos que generalmente se destinan a la construcción de un proyecto de ER. Estas son utilizadas mayoritariamente en naciones con economías emergentes o con bajos ingresos, y que han cobrado gran adeptos en países de sudamericanos¹⁸⁶.

Los programas de gobierno las incorporan para posicionar una industria emergente, impulsando la oferta de ER al punto de nivelar la competencia mercado eléctrico¹⁸⁷. Sin embargo, sus detractores señalan que para estos efectos, la administración debiera centrarse en la demanda de ER¹⁸⁸.

Las transferencias directas se consideran un aporte al desarrollo de las ER, pero no como un instrumento que tenga por objeto el financiamiento masivo de la transformación tecnológica¹⁸⁹. Además, que su efectividad puede verse amenazada ante barreras de entradas asociadas a largos y costosos procesos de la política ambiental, que impiden que el proyecto sea puesto en servicio y así reclamar el beneficio¹⁹⁰.

¹⁸⁵ *Ibíd.*

¹⁸⁶ SHARMA Sangeeta. 2013 Implications of Cash Transfers of Subsidies in the Energy Sector in India. National Ecology and Environment Foundation (NEEF), India. Chapter 8. Pp.[267-290].

<http://www.eria.org/RPR_FY2012_No.26_chapter_8.pdf> 278p. [consulta: 2 de junio de 2014]

¹⁸⁷ NAHI, Paul., Government Subsidies: Silent Killer of Renewable Energy. [En línea] Forbes. 14 de febrero de 2013.

<<http://www.forbes.com/sites/ciocentral/2013/02/14/government-subsidies-silent-killer-of-renewable-energy/>> [consulta: 2 de junio de 2014]

¹⁸⁸ *Ibíd.*

¹⁸⁹ *Ibíd.*

¹⁹⁰ WALSH Kevin. 2013. Renewable Energy Financial Incentives: Focusing on Federal Tax Credits and the Section 1603 Cash Grant: Barriers to Development. [En línea] Vol 36:2. University of California, Davis. Estados Unidos. [207-244pp], 216p. <<http://environs.law.ucdavis.edu/issues/36/2/walsh.pdf>> consulta: 1 de junio de 2014]

c) Préstamos Blandos y Créditos Garantizados

Los préstamos blandos y créditos garantizados consisten en la intervención directa del Estado para mitigar dificultades de financiamiento y reducir los costos del capital inicial. Generalmente, son fondos públicos ingresados por recargos colectados del servicio eléctrico de distribución¹⁹¹.

Los préstamos blandos son créditos con condiciones más favorables de las que ofrece el mercado con el fin de reducir el endeudamiento. Estos pueden otorgar tasas de interés más bajas, o incluso con costo cero¹⁹². Asimismo, pueden otorgar plazos de pago más extensos¹⁹³.

La diferencia del costo de mercado del préstamo y la tasa de interés preferencial, es financiada por los contribuyentes¹⁹⁴.

Estos préstamos pueden ser administrados por agencias federales o estatales, autoridades locales, servicio eléctrico o bancos privados¹⁹⁵.

Otra modalidad que presenta esta política, es el subsidio del Estado a bancos privados que proveen préstamos para proyectos ER. De esta forma se facilitan diligencias que debe incurrir el prestamista (como procedimientos de evaluación) y así el programa ofrece mayor flexibilidad que los disponibles en el mercado¹⁹⁶.

Los préstamos garantizados consisten en que el Estado toma el riesgo ante el posible incumplimiento del pago¹⁹⁷. Estos instrumentos vienen a cubrir el riesgo por el cual prestamistas, como bancos o instituciones, se niegan a proveer capital de inversión para estos proyectos.

¹⁹¹ WISER, Ryan., PICKLE, Steven. 1997. Financing Investments in Renewable Energy: The Role of Policy Design and Restructuring. [En línea] Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California, Estados Unidos. 63p <<http://eande.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-39826.pdf>> [consulta: 2 de junio de 2014]

¹⁹² PRODUCTIVITY Commission. Op. Cit. 26p

¹⁹³ WISER, Ryan., PICKLE, Steven., Op. Cit. 64p

¹⁹⁴ PRODUCTIVITY Commission. Op. cit. 27p

¹⁹⁵ *Ibíd.* 64p

¹⁹⁶ *Ibíd.*

¹⁹⁷ *Ibíd.* 26p

Consecuencialmente, como aquella parte riesgosa (y costosa) es eliminada del préstamo, surgen otros beneficios del mismo como tasas de interés más bajas o la extensión del plazo de vencimiento de la deuda¹⁹⁸.

La vigencia del beneficio dependerá de cada programa, pero algunos consideran que la cobertura total del proyecto podría desincentivar al desarrollador buscar vías para incrementar su rentabilidad y desempeño¹⁹⁹.

El problema aparece cuando estos suministros financieros interactúan con otras políticas financieras, como créditos fiscales. Estados Unidos para eliminar el “doble cargo” ha optado por reducir el subsidio del PTC para ciertas tecnologías, disminuyendo la efectividad de este último; y cuando interactúa con el ITC, sólo rige en casos en que el préstamo no cubre²⁰⁰.

2.3 Ejemplos de Sistemas Comparados de Promoción de Energías Renovables.

A continuación se presentan distintos sistemas de promoción de países desarrollados, o bien que han tenido experiencias exitosas.

2.3.1 Unión Europea

La Comisión Europea (CE) ya en el año 1997, con la publicación del “Libro Blanco” de las energías renovables, definió una estrategia y plan de acción con el fin de disminuir las emisiones de GEI y la dependencia energética del petróleo. En ese entonces, estableció una meta u “objetivo indicativo global” del 12% de consumo nacional bruto de ER, y la meta del 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes renovables en el consumo total de electricidad de la CE para el año 2010²⁰¹.

¹⁹⁸ WISER, Ryan., PICKLE, Steven. Op. Cit. 67p

¹⁹⁹ *Ibíd.* 65p

²⁰⁰ *Ibíd.* 63p

²⁰¹ EUROPA - Síntesis de la Legislación de la EU. Energías renovables: Promoción de la Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables. [En línea] <http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27035_es.htm> [consulta: 4 de junio de 2014]

El año 2009, la Directiva 2009/28/CE del Parlamento y Consejo Europeo estableció una meta global en el consumo final bruto de energía del 20% para el año 2020²⁰², pero ésta abarca el sector eléctrico, refrigeración, calefacción; y agrega la meta del 10% para el sector transporte²⁰³.

De acuerdo al artículo 3 de esta Directiva, los porcentajes para cada país varían siendo mayores o menores a la meta global²⁰⁴, éste señala:

“Cada Estado miembro velará por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables, calculada de conformidad con los artículos 5 a 11, en su consumo final bruto de energía en 2020 sea equivalente como mínimo a su objetivo global nacional en cuanto a la cuota de energía procedente de fuentes renovables de ese año, tal como figura en la tercera columna del cuadro del anexo I, parte A. Estos objetivos globales nacionales obligatorios serán coherentes con un objetivo equivalente a una cuota de un 20 % como mínimo de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Comunidad para 2020. Con el fin de alcanzar más fácilmente los objetivos previstos en el presente artículo, cada Estado miembro promoverá y alentará la eficiencia energética y el ahorro de energía”.

La obligación conlleva a elaborar un plan de acción con medidas de carácter operacional, administrativas o institucionales cada dos años; al que se le podrán hacer las modificaciones necesarias en su marco legislativo con el fin de ejecutarse en su integridad²⁰⁵. Si la meta no es cumplida, el mismo Comité puede hacer las modificaciones que correspondan para alcanzar el objetivo.

En enero del año 2014, en Bruselas, la CE estableció una meta obligatoria de recorte de emisiones de GEI del 40% para el 2030 con respecto a los niveles de 1990, y

²⁰² Diario Oficial N° L140/16 . Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009 , Relativa Al Fomento del Uso De Energía Procedente de Fuentes Renovables y por la que se Modifican y se Derogan Las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/C, artículo 3

²⁰³ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de Abril de 2009., artículo 2.

²⁰⁴ La forma de calcular la meta de cada país se hace de acuerdo a la cantidad de energía renovable en cada una de las áreas energéticas que abarca la Directiva, y lo establece esta misma en sus artículos 5 y 11.

²⁰⁵ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de Abril de 2009., artículo 27.

conjuntamente para la energías renovables estableció una meta vinculante a escala europea del 27% para el mismo año²⁰⁶.

Según el Presidente de la CE de ese entonces, José Manuel Barroso, “el nuevo paquete es ambicioso y asequible” fundamentándose en la fragmentación del mercado eléctrico que provocaron los objetivos anteriores. Con este nuevo objetivo se daría mayor flexibilidad a los veintiocho Estados miembros, considerando el avanzado desarrollo de la UE en materia de energías limpias²⁰⁷.

La medida generó el rechazo de ecologistas, catalogándola de poco ambiciosa. La Directora General de Greenpeace en la Unión Europea, Mahi Sideridou, señaló al respecto: “Las compañías de energía sucia en Europa han conseguido una ganga en estas rebajas de enero. El plan de la Comisión para 2030 es una traición que se ventila de golpe la industria de energías renovables en auge (Sic)”, agrega: “(...) los ciudadanos europeos pagarán el precio: menos empleos verdes, la continua dependencia de los carísimos combustibles fósiles y una esperanza de vida más corta debida a la contaminación. Solo con un objetivo de energías renovables creíble y vinculante, junto a un objetivo de reducción de CO2 ambicioso, puede transformarse más rápidamente el sistema energético de la UE. Los gobiernos europeos deben ser la columna que defienda el clima y trabaje a favor de la energía limpia”.

2.3.2 Alemania

Este país ha promovido las ER de forma exitosa a través de la Ley de Fuentes Energías Renovables (en adelante, “EEG”, por su sigla en alemán *Erneuerbare Energien-Gesetz*). La capacidad de generación se ha incrementado con cada enmienda, volviéndose un sector dinámico en unos pocos años.

El EEG es un sistema de FIT que entró en vigencia el año 2000, fijándose como objetivo alcanzar que el 12% en el consumo bruto de electricidad proviniera de fuentes

²⁰⁶ La Comisión Europea afloja su apuesta por las renovables [En línea] energías renovables. 22 de enero de 2014. <<http://www.energias-renovables.com/articulo/la-comision-europea-afloja-su-apuesta-por-20140122>> [consulta 24 de mayo de 2014]

²⁰⁷ Bruselas propone recortar las emisiones en 40% y los ecologistas lo tachan de “ridículo”. [En línea] 20 minutos España. 22 de enero de 2014. <<http://www.20minutos.es/noticia/2036282/0/comision-europea/emisiones/energias-renovables/>> [consulta: 24 de mayo de 2014]

renovables. Esta meta se logró el año 2007, razón por la cual el Poder Ejecutivo la incrementó a un 27% para el año 2020²⁰⁸.

La Ley de Fuentes de Energía Renovables (*Amendment of the Renewable Energy Sources Act*) modifica las metas del EGG el año 2012. Estas señalan que la porción de ER debe ser “al menos” del 35% para el año 2020, del 50% al 2030, el 65% al 2040 y un 80% al 2050; e integrar estas cantidades en el sistema²⁰⁹.

2.3.3 Australia

El regulador australiano (*Clean Energy Regulator*) elaboró un sistema de metas obligatorias denominado “*Renewable Energy Target*”, que consiste en alcanzar el 20% de la comercialización de energía en ER para el año 2020.

El sistema distingue la generación de Gran Escala (*Large-scale Renewable Target* o LSRT) de la Pequeña Escala (*Small-scale Renewable Energy Scheme* o SSRET). La primera comprende parques eólicos, solares y biomasa; mientras que la segunda involucra proyectos menores, como paneles solares domésticos y sistemas solares para la calefacción de aguas²¹⁰.

Ambos segmentos son regulados por la Ley Eléctrica de Energías Renovables (*Renewable Energy (Electricity) Act*)²¹¹. Pero el régimen sancionatorio en caso de escasez o falta de cumplimiento se encuentran en el *Renewable Energy (Electricity) (Large-scale Generation Shortfall Charge) Act*; y en el *Renewable Energy (Electricity) (Small-scale Technology Shortfall Charge) Act 2010*, para la pequeña escala.

²⁰⁸ FEDERAL Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2007. EGG- The Renewable Energy Source Act - The success story of sustainable policies of Germany. [En línea] Gröschel_Geheeb_ Responsible Branding GmbH, Berlín. <<http://ebookbrowse.net/eeg-success-brochure-engl-pdf-d57645753>> [consulta: 4 de junio de 2014]

²⁰⁹ INTERNATIONAL Energy Agency. 2012 Amendment of the Renewable Energy Sources Act -EEG- [En línea] <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name.25107.en.php>> [consulta: 4 de junio de 2014]

²¹⁰ ORIGYN. Renewable Energy Target. [En línea] <<http://www.originenergy.com.au/4244/Renewable-Energy-Target>> [consulta: 4 de junio de 2014]

²¹¹ Australian Government. Renewable Energy (Electricity) Act 2000, N° 174 del año 2000, [En línea] <http://www.comlaw.gov.au/Details/C2013C00237/Html/Text#_Toc358022557> [consulta 4 de junio de 2014]

Los certificados cumplen un rol fundamental para su funcionamiento. Estos se compran por cada megawatt-hora de electricidad generada y el Gobierno se encarga de acreditarlos cada vez que se cumpla con la legislación.

Se considera un sistema exitoso que ha superado las expectativas al momento de fijar la meta. Incluso, de acuerdo a la demanda del año 2012, la Autoridad del Cambio Climático (*Climate Change Authority*) estima que para el año 2020 se proyecta un total del 27% de energías renovables²¹².

2.3.4 China

Con el “*Tenth Five-Year Plan*” (2001-2005), el Gobierno introdujo el Sistema Obligatorio de Cuotas (Mandatory Market Share) de energía renovable. Asimismo, se instauraron mecanismos de licitaciones para proyectos eólicos en los años 2002 y 2003, que rápidamente comenzó a dar resultados positivos en el mercado, siendo hoy día este país el mayor productor de dicha tecnología²¹³.

Pero este crecimiento se debe al desarrollo de políticas a partir del año 2006; en particular, con la Ley de Energías Renovables, que otorgó para estas fuentes un marco legal para el desarrollo y operación²¹⁴.

Aunque esta Ley no determinó estándares ni rangos de tarifas reguladas, proveyó las bases para sustentar las regulaciones respectivas. Estas se dividen en aquellas que establecen metas, y las que establecen precios fijos.

Posteriormente el año 2007, el Gobierno elaboró el “Plan de Energías Renovables de Mediano a Largo Plazo”, el cual incluye un mercado obligatorio de cuotas del 1% de ER (que no incluye la energía hidráulica) en la matriz para el año 2010²¹⁵.

²¹² CLIMATE Change Authority. 2012. Renewable Energy Target Review – Final Report. [En línea] Australian Government.

<http://climatechangeauthority.gov.au/sites/climatechangeauthority.gov.au/files/20121210%20Renewable%20Energy%20Target%20Review_MASTER.pdf> [consulta: 4 de junio de 2014]

²¹³ CHINA. Market Overview. IRENA-GWEC: 30 Years of Policies for Wind Energy. [En línea] [48-57pp] <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_China.pdf> [consulta: 8 de junio de 2014]

²¹⁴ *Ibid.*

²¹⁵ NDRC. 2007. Medium and Long Term Development plan for Renewable Energy in China. [En línea] 1p <http://www.martinot.info/China_RE_Plan_to_2020_Sep-2007.pdf> [consulta: 2 de marzo de 2014]

La mitad de las compañías no lograron con dicha exigencia, algunos señalan que se debe a la ausencia de vinculación legal y sanción por no cumplimiento de la meta²¹⁶.

El 14 de marzo de 2011 se lanza el 12th *Five-Year Plan* (en adelante 12 FYP), el cual tiene como enfoque principal la reducción de contaminantes y el aumento de la eficiencia energética. Con este plan se espera que para el año 2015 que un 11,4%, y para el año 2020 un 15%²¹⁷, que el uso de energía provenga de combustibles “no-fósiles”, los cuales incluyen hidráulica, nuclear y renovables²¹⁸.

Estos últimos estándares tampoco tienen un carácter vinculante²¹⁹ sin embargo, la Ley de Energía Renovable (*Renewable Energy Law*), se encarga de contener la combinación de políticas como estándares tecnológicos, incentivos de mercados y subsidios directos, para llevarse a cabo con éxito²²⁰.

El actual Gobierno no descarta la posibilidad de cambiar la estructuración de esta regulación a un sistema híbrido, incluyendo cuotas obligatorias. Se ha planteado requerir un monto obligatorio en el total del consumo eléctrico como una manera de disminuir la cantidad de energía en reposo proveniente de fuentes intermitentes²²¹.

2.3.5 Estados Unidos

En Estados Unidos rige el sistema llamado “*Renewable Portfolio Standards*” (en adelante RPS, de 1983). Este se implementa como respuesta a los resultados

²¹⁶DAVIDSON, David. Transforming China’s Grid: Sustaining the Renewable Energy Push. [En línea] The Energy Collective, 24 de septiembre de 2013. <<http://theenergycollective.com/michael-davidson/279091/transforming-china-s-grid-sustaining-renewable-energy-push>> [consulta: 2 de junio de 2014]

²¹⁷ KPMG. International. 2011. China’s 12th Five-Year Plan: Overview. [En línea] <<http://www.kpmg.com/CN/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Publicationseries/5-years-plan/Documents/China-12th-Five-Year-Plan-Overview-201104.pdf>> [consulta: 1 de junio de 2014]

²¹⁸LEWIS, Joana. Energy and Climate Goals of China’s 12th Five-Year Plan. 2011 [En línea] Pew Center on Global Climate Change <<http://www.c2es.org/docUploads/energy-climate-goals-china-twelfth-five-year-plan.pdf>> [consulta: 1 de junio de 2014]

²¹⁹ Ibíd.

²²⁰ Renewable Energy Law of the People’s Republic of China. [En línea] http://www.npc.gov.cn/englishnpc/Law/2007-12/13/content_1384096.htm [consulta: 1 de junio de 2014]

²²¹ DAVIDSON, David. Op. Cit.

insatisfactorios de los mecanismos de promoción instaurados por el *Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA)* de 1978²²².

El RPS requiere que los vendedores (retail) de electricidad obtengan un porcentaje mínimo de su energía de fuentes renovables²²³ para una fecha determinada.

Cada Estado a través de su legislación, vías reglamentarias o iniciativas de aprobación por medio de balotaje²²⁴, se ha adherido paulatinamente; conformando el Mercado Obligatorio (Compliance Market) de Energías Renovables.

No existe una meta de carácter federal, sino que el regulador estatal fija tanto la meta de acuerdo a sus condiciones como el tipo de recursos energético que califican para que ésta sea cumplida.

Actualmente 29 Estados más el Distrito de Columbia y dos territorios tienen metas de carácter obligatorias (*mandate*). Ocho estados y dos territorios²²⁵ tienen metas de carácter aspiracional (llamadas “*energy goals*”)²²⁶.

Las posibilidades para cumplir con el estándar varían de acuerdo a la regulación estatal. Algunas permiten los contratos de compraventa de energía de mediano o largo plazo; la compra de certificado (*RECs*), privilegiándose el principio de eficiencia. Por lo que el RPS es el escenario reglado que determina aquellas “transacciones de estas obligaciones” posibles para sus actores. Este “crea un mercado donde inversionistas privados toman decisiones acerca de qué tecnologías son las más prometedoras en términos de costos, locación, tiempo de desarrollo y fiabilidad”²²⁷.

Más de 16 estados y el Distrito de Columbia han establecido estándares para una tecnología específica dentro de la meta global, denominados “*set-aside*” o “*carve-out*”.

²²²RADER, Nancy., HEMPLING, Scott. 2001. The Renewable Portfolio Standards – A Practical Guide. [En línea] National Association of Regulatory Utility Commissioners. U.S. Department of Energy, United States.1p <<http://www.naruc.org/Publications/rps.pdf>> [consulta: 1 de junio de 2014]

²²³ *Ibíd.*

²²⁴ BIRD, Lori., LOKEY Elizabeth. 2007. Interaction of Compliance and Voluntary Renewable Energy Market - Technical Report. NREL, United States, 2p <<http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/pdfs/42096.pdf>> [consulta: 4 de junio de 2014]

²²⁵ Estos son: North Dakota, South Dakota, Oklahoma, Utah, Vermont, Virginia and West Virginia

²²⁶ DESIREUSA. [En línea] <http://www.dsireusa.org/documents/summarymaps/RPS_map.pdf> [consulta: 4 de junio de 2014]

²²⁷ BIRD, Lori., LOKEY Elizabeth. Op. Cit. 3p

Generalmente se orientan a incentivar tecnologías con menor desarrollo, como la energía solar.²²⁸.

El Estado de Nueva Jersey tiene uno de los estándares más agresivos en el país, requiriendo para el año energético 2020-2021 el 20.38%²²⁹ de ER. Pero un 2.5% corresponden a hidroeléctricas mayores a 3MW y menor a 30MW²³⁰. A su vez, la obligación es de un 4.1% para la energía de fuentes solares para el año energético 2027-2028²³¹.

El carácter obligatorio radica en la sanción por incumplimiento del estándar, la cual debiera exceder el costo de cumplir con el mandato. Algunas regulaciones contemplan el “*Alternative Compliance Payments (ACP)*” que consiste en pagar un monto por KWh de déficit, dándole al obligado el estado de cumplimiento con la obligación. Generalmente lo recaudado se utiliza para apoyar el desarrollo de la misma industria renovable²³².

El rol del gobierno estatal se traduce en el monitoreo del funcionamiento de la política hacia aspectos administrativos, de certificación, fiscalización, imposición de penalidades, entre otras²³³.

Los PTC e ITC también se han implementado, siendo regulados por la Ley Americana de Recuperación e Inversión, del año 2009 (*American Recovery and Reinvestment Act*). Los beneficiarios deben optar por uno de estos instrumentos²³⁴, sin embargo, la Ley Americana de Beneficio al Contribuyente (*American Taxpayer Relief Act*), en

²²⁸BARBOSE, Gelen. 2012. Renewable Portfolio Standards in the United States: A status Update. [En línea] Environmental Energy Technologies Division - Energy Analysis Department, United States. <<http://www.cleanenergystates.org/assets/2012-Files/RPS/RPS-SummitDec2012Barbose.pdf>> [consulta: 3 de junio de 2014]

²²⁹ DESIREUSA. Op. Cit.

²³⁰ El 17.% restante corresponde a las tecnologías Clase I (solar, eólica, oceánica, geotérmica, gases de vertedero, digestión anaeróbica, algunas de biomasa, hidroeléctrica con capacidad hasta 3MW localizadas conectadas en el sistema de distribución del estado y certificadas por la autoridad competente).

²³¹ DESIRE. New Jersey Incentives/Policies for Renewable and Efficiency. [En línea] <http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=NJ05R&re=0&ee=0> [consulta: 2 de junio de 2014]

²³² *Ibíd.*

²³³ BERRY, Trend., JACAARD, Jack. 2000 The Renewable Portafolio Standard: Desing Consideration and Implementation Survey. [En línea] Energy Policy 29 (2001) [263-277] 268p <<http://data2.xilas.ac.cn:81/UploadFiles/sdz/cnki/外文/ELSEVIER/environmental%20risk%20assessment/221.pdf>> [consulta: 5 de junio de 2014]

²³⁴ DESIRE. Op. Cit.

enero de 2013, permitió que quienes reciben el PTC pueden reclamar el ITC durante el año, siempre que haya comenzado la construcción de la instalación²³⁵.

El PTC se otorga por electricidad generada y vendida a una persona no relacionada durante el año tributario. El monto varía según el recurso y va de los 0.011 US\$/kWh hasta 0,023 US\$/kWh, dependiendo del tipo de fuente, ya sea geotermia, solar, eólica y biomasa en ciclo cerrado²³⁶.

El ITC se otorga si la instalación se pone en servicio entre el 31 de diciembre de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2016²³⁷, el que paulatinamente ha ido abarcando mayor variabilidad de tecnologías. El monto de descuento es de un 30% para la energía solar, eólica de menor capacidad y pila de combustible; y un 10% para la geotérmica, energía hidroeléctrica de menor capacidad y para ciclos combinados (CHP)²³⁸.

La misma ley que los regula introdujo las transferencia directas de dinero en la sección 1603 denominada *Treasury Grant*. El programa consiste en una subvención del 30% en los costos de capital para la construcción de centrales solares, eólicas de menor tamaño, biomasa, desechos, vertederos, geotérmica y energía marina; y del 10% para la geotérmica por bombas de calefacción, micro-turbinas, y ciclo combinado (CHP) en el sector comercial, industrial o agricultor²³⁹. Sólo puede ser otorgado para los contribuyentes que en lugar de recibir el ITC o PTC optan por este subsidio; el cual será equivalente al monto permitido por el ITC²⁴⁰.

²³⁵ Renewable Electricity Production Tax Credit [En línea] Energy.Gov <<http://energy.gov/savings/renewable-electricity-production-tax-credit-ptc>> [consulta: 1 de junio de 2014]

²³⁶ PRODUCTIVITY Commission. Carbon Prices in Key Economies. Apéndice K- The United State's Electricity Generation Sector. 9p.

²³⁷ GOODWARD, Jenna, GONZALEZ, Mariana. 2010 The Bottom Line of Renewable Energy Tax Credits [En línea] World Resource Institute <<http://www.wri.org/publication/bottom-line-renewable-energy-tax-credits>> [consulta: 1 de junio de 2014]

²³⁸ Bussines Energy Investment Tax Credits [En línea] Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (DESIRE). <http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=US02F> [consulta: 1 de junio de 2014]

²³⁹ PRODUCTIVITY Comission, Apéndice J - The United States's Electricity Generation Sector., Op. Cit. 11p.

²⁴⁰ WALSH Kevin. Op Cit. 215p.

El *Treasury Grant* es percibido una vez que el proyecto es puesto en servicio durante los años 2009, 2010, 2011; o después del 30 de septiembre de 2012, pero que hayan comenzado su construcción durante dichos años²⁴¹.

2.3.6 Nueva Zelanda

El Programa de Gobierno “*New Zealand Energy Strategy 2011-2021, Developing our Energy Potential*” fijó la meta aspiracional del 90% de generación de electricidad proveniente de ER para el año 2025²⁴².

El Ministerio de Desarrollo Económico aclara que la meta es realista basándose en el potencial energético del país, el Sistema de Emisiones Transables y el propio desarrollo en el sector; considerando que al año 2011 el país contaba con el 74% de generación renovable, mayormente por fuentes hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas²⁴³.

Las políticas apuntan a la remoción de barreras de entradas en la inversión de proyectos de gran escala bajo el *Resource Management Act* y el *National Policy Statement on Renewable Electricity Generation* proveyendo una guía a los consejeros (regulatorios)²⁴⁴. Además se pretende incorporar el costo de las emisiones de GEI en las decisiones de inversión a través del NZ ETS²⁴⁵.

2.4 Otros Instrumentos de Política

Estos mecanismos de mercado elevan los costos de centrales eléctricas que utilizan energéticos altamente emisores.

²⁴¹ U.S. Department of Treasury. Recovery Act - 1603 Program: Payments for Specified Energy Property in Lieu of Tax Credit [En línea] <<http://www.treasury.gov/initiatives/recovery/Pages/1603.aspx>> [consulta: 5 de junio de 2014]

²⁴² MINISTER of ENERGY and RESOURCE. New Zealand Energy Estrategy Strategy 2011-2012- Develpying our Energy Potential and the New Zealand Energy Efficiency and Conservation Strategy 2011-2016 [En línea] Government of New Zealand, 2011, 6p <<http://www.med.govt.nz/sectors-industries/energy/pdf-docs-library/energy-strategies/nz-energy-strategy-lr.pdf>> [consulta: 5 de junio de 2014]

²⁴³ *Ibíd.* 25p

²⁴⁴ *Ibíd.*

²⁴⁵ *Ibíd.* 26p

Los países que los han implementado, siendo parte de sectores económicos ajenos al sector generación, pero cada vez son mayormente utilizadas por este último ya que tienen el efecto secundario de incentivar las ER (al desincentivar las centrales contaminantes) y que incluso logran trabajar en conjunto con los instrumentos de política propios de la promoción de ER ya analizados²⁴⁶.

Instrumentos, como son los impuestos a los combustibles fósiles y según generación, se asocian al precio al carbono para la generación eléctrica por causar el mismo efecto, por lo que se analizarán estos cuatro instrumentos.

2.4.1 Precios al Carbono

Los precios al carbono imponen un precio a las emisiones de GEI asociadas a la generación eléctrica y al uso de la energía de fuentes fósiles, con el objeto de que estas centrales internalicen las externalidades negativas que producen, asumiendo el costo que estos contaminantes imponen a la sociedad, y que a la larga disminuyen su bienestar social.

Cuando estas externalidades figuran como costos escondidos en el precio final de la electricidad, es un fallo de mercado porque se envía una señal del precio incorrecta, y en consecuencia no se alcanza la máxima eficiencia social²⁴⁷.

En virtud de lo anterior, este mecanismo aumenta el precio que las centrales ofrecen al mercado eléctrico, equiparándolo a los costos de tecnologías limpias²⁴⁸. Se castiga el impacto ambiental causado, se produce un cambio de paradigma en la valoración social de las fuentes energéticas que por mucho tiempo sólo han considerado los bajos costos de producción.

Los precios al carbono también se consideran instrumentos de promoción de ER, debido a que subsidiariamente, o bien, de manera indirecta, las posiciona con mejores condiciones competitivas en el mercado eléctrico. Finalmente, las energías convencionales

²⁴⁶ *Ibíd.* 18p

²⁴⁷ LINARES, Pedro L., SANTOS, Pedro B. 2000. Instrumentos de Regulación Ambiental en el Sector Eléctrico. [En línea] Anales de Mecánica y Electricidad . Asociación de Ingenieros del ICAI. Madrid. [pp.38-46]. 39p. <<http://www.iit.upcomillas.es/pedrol/documents/instrumentosambiental.pdf>> [consulta: 20 de agosto de 2014]

²⁴⁸ HOOD, Christina. 2011. Summing up the Parts. [En línea] International Energy Agency (IEA) 22p <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Summing_Up.pdf> [consulta: 20 de agosto de 2014]

se ven “apretadas” entre dos márgenes, una demanda disminuida y el incremento de la producción renovable²⁴⁹.

Por lo tanto, pareciera haber dos objetivos divergentes, pero relacionados. Por un lado, tenemos el desarrollo de las ER con sus políticas correspondientes (que impulsan su desarrollo en el mercado); y por otro, dirigir los esfuerzos en una energía más baja en carbono²⁵⁰.

¿Pero es necesario o útil que existan dos políticas, una para el desarrollo de ERNC, y otra para la mitigación de emisiones de carbono?

Algunos economistas argumentan que el incentivo a las ERNC, implementado en conjunto con los precios al carbono, podría elevar el costo de mitigación del cambio climático, llegando a ser redundantes ya que estos últimos pueden dirigir sin ayuda el desarrollo de tecnologías bajas en emisiones, incluyendo las renovables²⁵¹.

Los defensores de las políticas de ER se apoyan en sus ventajas, que logran objetivos múltiples (económicos, sociales ya ambientales); y en que finalmente la inversión que conllevan es esencial para reducir rápidamente su costo, y así formar una cartera amplia y asequible de estas energías para conformar una competencia a gran escala, más allá de los nichos en mercados actuales²⁵².

Los mercados de emisiones transables e impuestos al carbono son los instrumentos de precios al carbono por excelencia. Ambos debieran ofrecer similares reducciones de emisiones para un precio determinado. La diferencia radica que en los primeros el precio final lo determina el mercado y la autoridad se encarga de fijar la cantidad de emisiones permitidas del emisor; mientras que los impuestos, al ser determinados por el aparato estatal, sólo el precio es un elemento cierto y no así la cantidad de reducción de la emisión²⁵³.

²⁴⁹ *Ibíd.*

²⁵⁰ PHILBERT, Cedric., *Interactions of Policies for Renewable Energy and Climate*, [En línea] International Energy Agency, Paris, 2011, p. 5. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/interactions_policies.pdf> [consulta: 3 de junio de 2014]

²⁵¹ *Ibíd.*

²⁵² *Ibíd.* 9p

²⁵³ *Ibíd.*

2.4.2 Permisos de Emisiones Transables

Los permisos de emisión transables (en adelante PET) son un “grupo de actos administrativos en virtud de los cuales se autoriza a que, en el ejercicio de una determinada actividad, solo una cantidad máxima y determinada de contaminantes pueden emitirse al medio ambiente (atmosféricos, acuático, suelo); y paralelamente, disponer de todo o parte de dicha cantidad cuando ésta no es utilizada”²⁵⁴.

La autoridad es quien fija las bases de este mercado. En primer lugar, fija el nivel de emisión permitido, ya sea de un solo contaminante o de varios, aunque cuando se trata de una política de mitigación del Cambio Climático generalmente abarcan el carbono y otros como el dióxido nitroso. Por esta razón algunos lo denominan como un “derecho a contaminar”²⁵⁵.

Luego, el regulador determina otras materias como, las actividades económicas que participan en el PET, el ámbito espacial en que se desenvuelven, la cantidad de permisos que se les otorgará a cada emisor y la forma en que estos se distribuyen²⁵⁶. En cuanto a esto último, puede ser de acuerdo al principio de derechos históricos conocido como “grandfathering” o por medio de subastas²⁵⁷.

Si el participante del PET no alcanza la cantidad de emisiones aceptables, es decir, no utiliza el permiso que ya tiene en su poder, genera un remanente el cual puede ser transado en este mismo mercado. Este instrumento es la única política en que las emisiones tienen un precio de mercado explícito, por tal razón pueden ser transados²⁵⁸, creándose un mercado de emisiones transables (en adelante ETS por su sigla en inglés “*Emission Trading Scheme*”).

²⁵⁴BERMUDEZ, Jorge S., GUERRERO, José –Luis B. 2004. Los Permisos de Emisión Transables en la Ley nº 19.300 y su Consagración en el Proyecto de Ley de Bonos de Contaminación. [En línea] Revista de Derecho (Valdivia), v. 16. Valdivia, Chile. <http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-09502004000100006&script=sci_arttext> [consulta: 26 de mayo de 2014]

²⁵⁵ Ibid.

²⁵⁶ Ibid.

²⁵⁷ CALFUCURA, Enrique., SANCHEZ José Miguel., CORIA Jessica. 2008. Permisos Transables de Emisión en Chile: Lecciones, Desafíos y Oportunidades para Países en Desarrollo. [En línea] Documento de Trabajo. 0717-7593. Nº347. Pontificia Universidad Católica de Chile. 15p. <http://www.economia.puc.cl/docs/dt_347.pdf> [consulta: 22 de mayo de 2014]

²⁵⁸PRODUCTIVITY Commission. Op. Cit. 18p

Por lo tanto, contaminar menos y poseer un remanente es un incentivo económico indirecto que le permite a su titular obtener un nuevo ingreso²⁵⁹.

Los permisos pueden ser de dos tipos: “créditos de reducción de emisiones” y aquellos denominados de “*cap and trade*”.

En los créditos de reducción de emisiones la autoridad reguladora previamente crea los permisos y otorga un derecho de emisión, generalmente de carácter permanente y transable²⁶⁰. Los “*cap and trade*” son los más comunes en países desarrollados; en estos la autoridad fija un nivel de emisión (en la mayoría de los casos por un año), por lo que no requieren de la certificación previa de la autoridad, basta con que las emisiones calcen con aquel límite al momento de la transacción²⁶¹.

A continuación se muestran una serie de ejemplos en la experiencia comparada, primero el ETS intersectorial de la Unión Europea, y luego dos ejemplos aplicados sólo al sector eléctrico. Los ETS del sector eléctrico no han tenido mayor relevancia porque su potencial de reducción de CO2 es limitado en comparación con otras políticas, a excepción de aquellos casos exitosos en Estados Unidos y Australia.

a) ETS intersectorial de la Unión Europea

El Mercado de Emisiones Transables de la Unión Europea (en adelante UE ETS) cubre emisiones de dióxido de carbono de centrales de generación eléctrica, de la industria energética-intensiva y de la aviación comercial; además abarca emisiones de óxido nitroso de ciertos ácidos y de productos de aluminio.

Este fue el primer sistema de “*cap and trade*”, que rige desde el 1 de enero del año 2005 por mandato de la Directiva 2003/87/EC del Parlamento Europeo y del Consejo²⁶². Se instaure como una medida parte del compromiso con Protocolo de Kioto²⁶³, en el cual la UE

²⁵⁹BERMUDEZ, Jorge S., GUERRERO, José. Op. Cit.

²⁶⁰CALFUCURA, Enrique., SÁNCHEZ, José Miguel., CORIA, Jessica. Op. Cit. 13p.

²⁶¹ *Ibíd.*

²⁶² EUROPEAN COMMISSION. Climate Action - EU-ETS 2005-2012. [En línea]. <http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013/index_en.htm> [consulta: 22 de mayo de 2013].

²⁶³ Aprobado por la Decisión 1002/358/CE del Consejo con fecha 25 de abril de 2002.

se propone a reducir sus emisiones antropogénicas globales de emisiones de GEI en un 8% respecto a los niveles en el año 1990, entre los años 2008 y 2012²⁶⁴.

Posteriormente, la Directiva 2009/29/CE estableció una meta de reducción del 20% en las emisiones de GEI al año 2020, sobre los niveles del año 1990. Para conseguirla, la asignación de estos derechos iría disminuyendo de forma lineal desde la mitad del período 2008 – 2012 en un 1,74% anual. De esta forma se espera que las emisiones al año 2020 bajen en un 21%, respecto de los niveles de 2005²⁶⁵.

La mayoría de las asignaciones de permisos han sido gratuitas, por períodos de tiempo, no por años calendarios, para neutralizar irregularidades anuales debido a eventos climáticos extremos²⁶⁶. No obstante, para el período de años 2013 - 2020 prevalece asignación por subasta, de las cuales al menos el 50% de lo recaudado por el Estado miembro deberá destinarlo a otras acciones para cumplir con la meta de reducción²⁶⁷.

Para cumplir con el derecho de emisión se pueden ocupar otros instrumentos como los Certificados de Reducción de Emisiones (parte del Mecanismo para Desarrollo Limpio) y certificados generados por el proyecto Mecanismo de Implementación Conjunta (MIC) propia de países de Europa del Este, llamados “ERUs” (Emission Reduction Units). La utilización de éstos instrumentos tienen un límite, el cual al hacerse efectiva, reemplaza al permiso correspondiente²⁶⁸. La restricción de los CER o ERU es que no pueden haberse generado por instalaciones nucleares o forestales (sectores no contemplados por el UE ETS).

El UE ETS es el mercado de emisiones más grande del planeta, participan más de 31 países, cubre alrededor del 45% de las emisiones de GEI de la Unión Europea y limita a más de 11.000 instalaciones pesadas en fuentes de generación eléctrica y de la industria manufacturera²⁶⁹.

Alemania y Reino Unido han sido los grandes beneficiados en reducciones costo-efectivas para el sector eléctrico. El mayor efecto ha sido la transición tecnológica de

²⁶⁴ Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Considerando 5º. 13 de Octubre de 2003.

²⁶⁵ Directiva 2009/28/CE Del Parlamento Europeo y del Consejo. Considerando 13º y 14º.

²⁶⁶ FINANZAS Carbono. El Mercado de Carbono Europeo (EU ETS). [En línea], <http://finanzascarbono.org/mercados/acerca/comercio-emisiones/ets/> [consulta 2 de junio de 2014]

²⁶⁷ Directiva 2009/28/Ce Del Parlamento Europeo y del Consejo. Artículo 10 letra b

²⁶⁸ Directiva 2009/28/CE Del Parlamento Europeo y del Consejo. Artículo 11 bis número 1 y 2.

²⁶⁹ EUROPEAN COMMISSION. Op. Cit.

fuentes a carbón por combustión a gas, al elevar el costos marginales del primero de forma comparativa frente al segundo.

Al año 2005, Alemania incrementó el uso del gas del 2 a 12% ²⁷⁰. Al año 2010 el costo marginal de generación del carbón (12.81 Eu/MWh) casi dobla al gas (6,74 Eu/MWh) ²⁷¹, aportando este último el 13% a la matriz de generación. Estudios de la Comisión de Productividad del Gobierno australiano, estimó que el 7% del incremento (12%) se debe al EU ETS. El costo de llevarse a cabo (o llamado subsidio equivalente) fue de 34 millones de euros, y se le atribuye un resultado de abatimiento en las emisiones del 2,4Mt CO₂.

La generación a gas de Reino Unido al año 2010 alcanzó el 44% de participación. Según el estudio de McGuinness y Ellerman (2008) ²⁷² el ETS indujo el 10% del incremento en el año 2009 y 2010, por un costo de 118 millones de libras y un abatimiento del 7,7 MtCO₂ ²⁷³.

b) ETS de Estados Unidos

La Iniciativa Regional de Gases Efecto Invernadero (en adelante RGGI, por su sigla en inglés *Regional Greenhouse Gas Initiative*), rige para nueve estados del noreste y del medio atlántico. El objetivo es reducir un 10% las emisiones de CO₂ bajo los niveles del 2008 proyectados para el año 2018 ²⁷⁴.

El RGGI es de “*cap and trade*” por lo que las centrales con capacidad mayor a 25 MW compran un permiso por medio de subastas ²⁷⁵.

²⁷⁰ PRODUCTIVITY Commission. 2011. Carbon Emission Policies in Key Economies- Appendix F – Germany's Electricity Generation Sector. [En línea] Australian Government. 16p. <<http://www.pc.gov.au/projects/study/carbon-prices/report>> [consulta:21 de mayo de 2014]

²⁷¹ *Ibíd.* 15p

²⁷² PRODUCTIVITY Commission. Carbon Emission Policies in Key Economies- Appendix j – United Kingdom's Electricity Generation Sector [En línea] Australian Government. 25p. <<http://www.pc.gov.au/projects/study/carbon-prices/report>> [consulta:21 de mayo de 2014]

²⁷³ *Ibíd.* 26p

²⁷⁴ Regional Greenhouse Gas Initiative. Memorandum of Understanding, 20 de diciembre de 2005, Número 1, letra d. [En línea] <http://www.rggi.org/docs/mou_12_20_05.pdf> [consulta: 2 de junio de 2014]

²⁷⁵ Regional Greenhouse Gas Initiative- an initiative of the Northeast and Mid-Atlantic States of the U.S. [En línea] <<http://www.rggi.org/>> [consulta: 7 de julio de 2016]

El programa no tiene autoridad regulatoria ni fuerza obligatoria (*enforcement*) por sí solo, cada estado crea su programa de “*cap and trade*” que permita la transacción entre los estados miembros; pero la Regla Modelo (*Mode Rule*) funciona como guía general e indica el presupuesto de emisión para los estados en conjunto, que a partir del año 2014 es de 91 millones ton CO₂²⁷⁶.

c) Caso Australiano

El “*Greenhouse Gas Reduction Scheme*” (GGAS) se implementó bajo el *NSW Electricity Supply Act* de 1995, siendo de tipo “línea de base y crédito” o también llamado “créditos de reducción de emisiones”. Este fue el primer ETS obligatorio para el sector eléctrico, que entró en vigencia el 1 de enero del año 2003 para New South Wales, y desde el año 2005 para el Australian Capital Territory, hasta el 30 de junio de 2012.²⁷⁷ Este comenzó con un estándar (*benchmark*) anual de 8,65 tCO₂-e per cápita que redujo a 7.27 tCO₂e para los años 2007 al 2012²⁷⁸.

Los certificados pueden ser de naturaleza transable, denominados “*NWS Greenhouse Abatement Certificates*” (NSACs), para comercializadores de electricidad y generadores que suministran electricidad directamente a consumidores. Estos se otorgan cuando el participante reduce el consumo de electricidad o por la captura de carbono de la atmósfera²⁷⁹. Los otros certificados son los “*Large User Abatement Certificates*” (LUACs) que no tienen naturaleza transable, y se otorgan a participantes voluntarios, que son usuarios

²⁷⁶ *Ibid.*

²⁷⁷ Greenhouse Gas Reduction Scheme. [En línea] <<http://www.greenhousegas.nsw.gov.au/>> [consulta: 22 de mayo de 2014]

²⁷⁸ IPART. 2012. Compliance and Operation of NSW Greenhouse Reduction Scheme during 2012. [En línea]. Greenhouse Reduction Scheme. Australia. 10p. <[http://www.ipart.nsw.gov.au/Home/Industries/Greenhouse Gas Reduction Scheme/Compliance and Operation of the NSW Greenhouse Gas Reduction Scheme during 2012 - Report to Minister - December 2012](http://www.ipart.nsw.gov.au/Home/Industries/Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme/Compliance_and_Operation_of_the_NSW_Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme_during_2012_-_Report_to_Minister_-_December_2012)>

[consulta: 22 de mayo de 2014]

²⁷⁹ IPART. Greenhouse Gas Reduction Scheme. [En línea] <<http://www.greenhousegas.nsw.gov.au/documents/FS-Sch-Certs-03.pdf>> [consulta: 22 de mayo de 2014].

eléctricos que utilizan cantidades mayores de 100 GWh al año por actividades de mitigación desde procesos industriales²⁸⁰.

Si la meta no es cumplida o los certificados son rechazados, se paga una multa la cual es equivalente al cumplimiento del estándar²⁸¹.

Bajo el GGAS se crearon más de 144.000 millones de certificados y se estima una cifra similar de disminución de tCO₂e²⁸². Además, se promovieron actividades que generaron mayor eficiencia y energía más limpia en el sector. Gran parte de su éxito se atribuye a la rigurosidad del régimen regulatorio y el correcto entendimiento del sistema de parte de sus participantes²⁸³.

El GASS se cerró el 30 de Junio de 2012 por decisión del gobierno de NSW, en razón de su reemplazo por impuestos al carbono como parte de las medidas tomadas por el *Commonwealth's Clean Energy Futures package*. Sin embargo, se derogó por la Cámara Alta el 17 de julio de 2014 por ser muy alto, alcanzando a dicha fecha 25,40 dólares locales²⁸⁴.

2.4.3 Impuesto al Carbono

El impuesto al carbono grava a los emisores “por cada tonelada de GEI que es liberada a la atmósfera”, el cual pagará independientemente del mecanismo de reducción de emisiones que esté llevando a cabo²⁸⁵.

El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (en adelante IPCC por su sigla en inglés “*Intergovernmental Panel of Climate Change*”) lo define como “impuesto sobre el contenido de carbono de los combustibles fósiles” porque “todas las emisiones de los

²⁸⁰IPART. 2013. NWS Greenhouse Reduction Scheme - Strengths, Weaknesses and Lessons Learned – Final Report. [En línea] Greenhouse Reduction Scheme. Australia. 31p. <http://www.ipart.nsw.gov.au/Home/Industries/Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme/NSW_Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme_-_Strengths_weaknesses_and_lessons_learned_-_Final_Report_-_July_2013> [consulta: 22 de mayo de 2014]

²⁸¹ Ibíd. 19p.

²⁸² Ibíd. 4p.

²⁸³ Ibíd. 22p.

²⁸⁴ Australia deroga el impuesto a las emisiones de carbono. Abc.es. 17 de julio de 2014. [En línea] <<http://www.abc.es/sociedad/20140717/abci-australia-impuesto-emisiones-carbono-201407171051.html>> [consulta: 12 de julio de 2016]

²⁸⁵ IPCC. 2007. Fourth Assessment Report: Climate Change [En línea] <http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch13s13-2-1-2.html> [consulta: 12 de julio de 2014]

combustibles fósiles se emite en última instancia, en forma de CO₂²⁸⁶ (aunque el valor para cada combustible dependa de su factor de emisión²⁸⁷.

Uno de los objetivos es que el emisor busque alternativas de reducción más baratas que pagar dicho impuesto²⁸⁸, por lo que será necesario la existencia de otros instrumentos de promoción de ER para provocar el cambio tecnológico de forma eficiente²⁸⁹. Por ende, si el contaminador cuenta con alternativas de antemano, aproxima “sus costes a beneficios con mayor certidumbre”²⁹⁰.

Las desventajas radican en la “impopularidad en la clase política” de parte de los sectores afectados y en que no otorgan certidumbre como mecanismo efectivo de control de emisiones²⁹¹, porque no identifican emisiones evitadas, atribuidas particularmente al gravamen.

Al año 2014 se habían implementado doce sistemas de impuestos al carbono en el mundo²⁹², que en su mayoría gravan las emisiones de provenientes de procesos de combustión de carbón, gas y petróleo, del sector transporte, aviación y electricidad²⁹³.

Generalmente, la tasa están por debajo de los US\$35/tCO₂²⁹⁴ y lo recaudado se destina a algún sector económico determinado o bien, al presupuesto general de gobierno. George Schultz y Gary Becker apoyan el “mecanismo de neutralidad de los ingresos” porque

²⁸⁶ Verbruggen, A., W. Moomaw, J. Nyboer. 2011: Annex I: Glossary, Acronyms, Chemical Symbols and Prefixes. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. 965p. <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_Annex_Glossary.pdf> [consulta: 7 de julio de 2014]

²⁸⁷ POTERBA James M. 1991. Tax Policy to Combat Global Warming: On Desingin a Carbon Tax. [En línea] National Bureau of Economic Research, Department of Economics Massachusetts Institute of Technology . Cambridge, MA 02139, 959p.

²⁸⁸ IPCC. 2007. Op Cit.

²⁸⁹ WORLD Bank, State and Trends of Carbon Pricing [En línea] Washington, DC: World Bank, Mayo 2014. 18p <www.worldbank.org> [consulta: 12 de julio de 2014]

²⁹⁰ GARCIA, Cristina F. 2013. Reflexiones Acerca del Impuesto sobre el Carbono como Incentivo de Mercado en el Contexto Actual de Crisis. Nómadas. Revista Crítica de Ciencias Sociales y Jurídicas N° 37 (2013.1), Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 10p. <http://dx.doi.org/10.5209/rev_NOMA.2013.v37.n1.42563> [consulta: 7 de julio de 2014]

²⁹¹ *Ibid.* 4p.

²⁹² Se han establecido en: Columbia Británica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Islandia, Irlanda, Japón, México, Noruega, Suecia, Suiza, Reino Unido y Australia, aunque este último tiene un mecanismo de precio fijo al carbono se le considera un impuesto porque actúa como tal.

²⁹³ WORLD Bank. Op. Cit. 78-83pp.

²⁹⁴ GARCIA, Cristina F. Op Cit. 18p.

se devuelven los fondos a los contribuyentes²⁹⁵, y así se mitiga la impopularidad del gravamen.

El año 2009, Japón asumió el compromiso de reducir las emisiones de GEI en un 25% al año 2020, bajo el nivel del año 1990 (y en un 80% para el 2050)²⁹⁶. Para esto, optó por este impuesto como parte de la Reforma Tributaria el año 2012 (en adelante, FY2012)²⁹⁷ erradicando el impuesto al combustible. La tasa rodea los US\$2/tCO₂, pero a pesar de no ser muy alta, abarca el 70% de los sectores emisores, incluyendo la producción de electricidad²⁹⁸.

Según estudios de la Universidad de Cambridge, este impuesto causaría un bajo impacto en los niveles de CO₂ y en el Producto Interno Bruto. No obstante, se sostiene que podría tener distintos resultados si estos ingresos son utilizados en un reciclaje eficiente²⁹⁹, gastándose en medidas para la innovación de tecnologías bajas en carbono o la promoción de ER³⁰⁰.

2.4.4 Impuestos a Combustibles Fósiles

Los impuestos a combustibles fósiles alzan el costo de la producción de electricidad y por ende el precio de venta; por tanto, indirectamente subsidian fuentes energéticas que no son gravadas. Puede ser obligado a pagarlo quien produce electricidad o quién importa³⁰¹.

Evidentemente pueden causar gran impacto donde matrices se basan fundamentalmente en hidrocarburos, causando el rechazo social de la política y el encarecimiento de la electricidad, a precios ineficiente. Sin embargo, países como Italia,

²⁹⁵ STRAM, Bruce N. 2014. A New Strategic Plan for Carbon Tax. [En línea] Energy Policy. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.023i>> [consulta: 12 de julio de 2014]

²⁹⁶ LEE, Socheol., POLLITT, Hector., UETA, Kazuhiro. 2012. An Assessment of Japanese Carbon Tax Reform Using E3MG Econometric Model. [En línea] Hindawi Publishing Corporation. The Scientific World Journal, Volume 2012 (2012), Article ID 835917, 9 pages <<http://www.hindawi.com/journals/tswj/2012/835917/>> [consulta: 21 de mayo de 2014]

²⁹⁷ MINISTRY of the Environmental. Details on the Carbon Tax (Tax for Climate Change Mitigation). [En línea] Japón, 2012. 2p. <http://www.env.go.jp/en/policy/tax/env-tax/20121001a_dct.pdf> [consulta: 21 de mayo de 2014]

²⁹⁸ WORLD Bank, Op. Cit. 80-81pp.

²⁹⁹ LEE, Socheol., POLLITT, Hector., UETA, Kazuhiro. Op. Cit.

³⁰⁰ WORLD Bank, Op. Cit. 80-81pp

³⁰¹ PRODUCTIVITY Commission. Op. Cit. 28p.

Lituania, República Checa, Japón y Noruega han hecho uso de esta medida, por ejemplo en éste último, la producción se basa mayormente en hidroelectricidad³⁰².

Japón utilizó el “Impuesto al Petróleo y Carbón” como medida de mitigación aun cuando su matriz se compone en gran medida de carbón, gas natural y energía nuclear (rodean porcentajes de participación entre el 26% y 28%), y en su mayoría son importados³⁰³. Se instauró, de manera paulatina desde el año 1978 hasta el año 2012 gravando las importaciones para el sector generación de carbón (700 JPY 700/t), gas natural (JPY1080/t) y productos del petróleo (JPY2.040/kL)³⁰⁴.

2.4.5 Impuestos según Generación

Estos impuestos gravan directamente a la central de generación, dependiendo su valor del potencial emisor de la tecnología utilizada³⁰⁵.

Reino Unido impuso la “Tasa sobre el Cambio Climático” (CCL por su sigla en inglés “*Climate Change Levy*”)³⁰⁶ en abril del año 2001, por cada kilowatt generado en centrales a carbón, petróleo y gas³⁰⁷, y se cobra al momento de suministrar energía

Su naturaleza impide identificar las emisiones evitadas porque participa conjuntamente con otros instrumentos de promoción. Por esto, estudios optan atribuirle efectividad solo cuando otros instrumentos no se aplican.

³⁰² FINNISH ENERGY INDUSTRIES. 2010. Energy Taxation in Europe, Japan and United States. [En línea] 6p. <http://energia.fi/sites/default/files/et_energiav_naytto_eng_040211.pdf> [consulta: 21 de mayo 2014]

³⁰³ PRODUCTIVITY Commission. Carbon Emission Policies in Key Economies- Appendix G – Japan’s Electricity Generation Sector. [En línea] Australian Government. 2011, 3p. <<http://www.pc.gov.au/projects/study/carbon-prices/report>> [consulta:21 de mayo de 2014]

³⁰⁴ *Ibid.* 18p

³⁰⁵ PRODUCTIVITY Commission. Op. Cit. 28p.

³⁰⁶ *Ibid.*

³⁰⁷ HM. Revenue & Costumes. A general Guide to Climate Change Levy. [En línea] Octubre 2013. <http://customs.hmrc.gov.uk/channelsPortalWebApp/channelsPortalWebApp.portal?nfpb=true&pageLabel=pag eExcise_ShowContent&id=HMCE_CL_000290&propertyType=document#P23_869> [consulta: 25 de mayo de 2014]

2.4.6 Estándares Tecnológicos

Los estándares son instrumentos de regulación directa, denominados como “comando y control”.

Los estándares tecnológicos consisten en que la autoridad determina los parámetros, o bien la técnica que las centrales contaminantes deben utilizar³⁰⁸. Por lo tanto, el regulador evalúa, investiga y se responsabiliza por la conveniencia de la política impuesta dándole seguridad al receptor de la norma³⁰⁹. Sus detractores argumentan que generan un costo al Estado, sin incentivar a los emisores a la búsqueda de opciones menos costosas de mitigación³¹⁰.

Estos estándares pueden ser exigentes requerimientos (tecnológicos) para una central, o directamente consisten en cerrar centrales de generación para ser reemplazadas por otras más eficientes³¹¹.

China durante los años 2006 al año 2011, con el plan “*Large Substitute for Small*”, cerró las centrales térmicas pequeñas e ineficientes de capacidad menor a 50 MW y se espera que desde el año 2011 al 2020, el criterio de potencia instalada aumente³¹². El programa es efectivo financieramente porque centrales más grandes y modernas ahorran en costos de operación. Sin embargo, estudios señalan que la medida es irrelevante porque sin ésta los empresarios, motivados por incentivos de mercado, igualmente hubiesen optado por el cierre³¹³.

La Agencia de Protección de Medio Ambiente de Estados Unidos, motivado por el “Plan de Acción Climático”, el 20 de septiembre de 2013 propuso los “Estándares de Contaminación de Carbono para Nuevas Plantas de Generación” (*Carbon Pollution Standard*

³⁰⁸ A diferencia de los estándares de emisión en que el regulador establece el resultado mientras que el contaminador elige los medios para lograrlo. FERRIN Rosa S., Capítulo 11: Estrategias de Regulación Directa y Control. El caso de los Estándares. [En línea] Material docente Curso Economía y Medio Ambiente, Segundo Semestre año 2004. Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Quito, 2004. 4p.

³⁰⁹ *Ibíd.*

³¹⁰ *Ibíd.* 13p.

³¹¹ PRODUCTIVITY Commission. Op. Cit. 23p.

³¹² PRODUCTIVITY Commission. Carbon Emission Policies in Key Economies- Appendix E – China’s Electricity Generation Sector. [En línea] Australian Government. 2011. 10p. <<http://www.pc.gov.au/projects/study/carbon-prices/report>> [consulta:21 de mayo de 2014]

³¹³ *Ibíd.*

for New Power Plants), bajo la sección 111 (b) de la Ley de Aire Limpio (*Clean Air Act*)³¹⁴. Con este estándar, las centrales que serán construidas en el futuro deberán contar con la tecnología de “captura y secuestro de carbono”³¹⁵ (CCS por su sigla en inglés)³¹⁶.

Las críticas a la propuesta argumentan la violación de la Ley de Aire Limpio en razón de un posible aumento de costos de producción, causando un gran impacto en la economía norteamericana. Quienes la avalan señalan que el CCS ya se ha usado en menores escalas y aun así ha disminuido el costo de reducción de emisión³¹⁷, por lo que el descontento se respaldaría en el encarecimiento del mercado del carbón, pero no en una violación legislativa.

Conclusiones del Capítulo

1. Los objetivos de cada política estatal que incluya a las ER, en el mediano o largo plazo, pueden tener distintos enfoques como una matriz más sustentable, mayor suministro, más diversidad en éste, mitigación de producción de emisiones, entre otros. Lo importante, es que a raíz de esto se configura aquel “bloque de promoción” que incluye los RET’s e instrumentos de política regulatorios o de capital, y los precios al carbono.
2. Sistemas robustos con resultados positivos son aquellos de cuotas, licitaciones o de precios regulados que se han ido perfeccionando en el tiempo. Esto da cuenta de la importancia de la regulación estatal en mercados liberalizados, siendo el reflejo de su

³¹⁴ La “Ley de Aire Limpio” de 1970 (US Clean Air Act) es de carácter federal regula las emisiones al aire de las fuentes estacionarias y movibles. Autoriza a la Agencia de Protección de Medio Ambiente (EPA por su sigla en inglés), de establecer Estándares de Calidad del Ambiente Nacional (NAAQS por su sigla en inglés) para proteger la salud y el bienestar nacional, y regular emisiones de contaminantes peligrosos³¹⁴. Los estándares para las centrales de generación eléctrica se enmarcan en la sección 111 (b) y (d) de esta ley. Establece una guía de comportamiento de contaminación de carbono para plantas de poder estacionarias nuevas o existentes.

³¹⁵ El CCS comprime el CO₂ en una fórmula líquida para ser transportado vía tubería y depositado en una formación geológica profunda. Fuente: WORLD Coal Association, Carbon Capture and Storage Technologies. [En línea] <<http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/carbon-capture-use--storage/ccs-technologies/>> [consulta: 21 de mayo de 2014].

³¹⁶ CENTER of Climate and Energy Solutions. 2013. EPA Regulation of Greenhouse Gas Emission from New Power Plants. [En línea], Estados Unidos. <<http://www.c2es.org/federal/executive/epa/ghg-standards-for-new-power-plants>> [consulta: 21 de mayo de 2014]

³¹⁷ CHEMNICK, Jean., Climate: EPA’s New Carbon Sparks Battle over CCS, with Legal Challenges Likely. [En línea] E&E Publishing. Friday, September 20, 2013. <<http://www.eenews.net/stories/1059987620>> [consulta: 21 de mayo de 2014].

monitoreo e intervención. Los instrumentos regulatorios son los que le dan la estructura al “bloque de promoción”, mientras los de capital acompañan a los primeros. Es muy difícil que últimos determinen la entrada de un nuevo actor renovable, pero sí facilitará sus opciones y aminorará sus costos.

3. Actualmente, el enfoque de la promoción de las ERNC está más cercano a las políticas de mitigación del Cambio Climático. No es casualidad que se refieran a los instrumentos como aquellos que incentivan o desincentivan producción eléctrica menos emisora. Sin embargo, los precios al carbono son medidas incipientes, y en consecuencia, la convivencia con los instrumentos de promoción se encuentra inconclusa ante una posible afectación negativa entre ambos. En este sentido, el poder de adaptación-reacción es un factor importante en el éxito de la regulación, sobre todo en un período de ensayo y error, para determinar la permanencia de cualquier instrumento que se haya elegido. Esto explica por qué casos como Australia o Japón, que a pesar de tener buenos resultados en disminución de emisiones, son capaces de cambiar la medida rápidamente cuando encarece los costos del mercado más allá de lo planificado o las medidas se vuelven muy impopulares.
4. Si el regulador decidiera eliminar los instrumentos de promoción, no significa en lo absoluto, que ha perdido el interés por una matriz más sustentable, sino sólo que ha optado por la internalización de las externalidades negativas de las centrales contaminantes (aquellos costos escondidos por mucho tiempo), como una medida más “moderna” dentro de un esquema global de medidas para mitigar el calentamiento global, en vez de proveer con beneficios a las ERNC. Sin embargo, esto pareciera ser una transición por aquellas regulaciones en que los instrumentos propios de promoción después de un tiempo pierden efectividad, siendo muy caros.
5. La observación y análisis de mecanismos comparados nos hacen tener una aproximación para contemplarla al momento de pensar en nuestra realidad nacional, y cómo poder adaptarnos para implementar una medida de reducción de emisiones o de promoción de ERNC, no sólo *ex-ante*, sino que cuando haya que reaccionar ante resultados no deseados.

CAPÍTULO III.

PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE

La promoción de ERNC en Chile aparece bastante tarde en comparación a los países desarrollados. Después de dos décadas desde la liberación del sector eléctrico, aparecen los primeros mecanismos que incentivan su desarrollo.

La ratificación de la meta aprobada en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sustentable de Johannesburgo del año 2002, de generar un 10% de energía en base a ER al año 2010³¹⁸, durante la reunión de Ministros de Energía del Cono Sur en Brasilia en octubre de 2003, fue uno de los hitos importantes para comenzar la promoción.

Con el fin de lograrla, se pretendían implementar acciones como el fomento de políticas públicas considerando marcos regulatorios de cada país y el impulso del sector privado; promover el sector productivo para hacer competitiva la demanda de ER; “fomentar la adopción de marcos regulatorios e institucionales que incorporen instrumentos para su desarrollo”; “estimular proyectos de energías renovables, la creación de certificados verdes, créditos y programas de incentivos fiscales”, entre otras³¹⁹.

Pero el compromiso internacional no significó un avance para Chile (ni para la región latinoamericana), al ser una guía de promoción confusa³²⁰, sin lograr que las autoridades tomaran medidas serias, y por sobre todo, de tipo legislativas, como se había dispuesto.

Luego, el año 2004 las ERNC son nombradas en las discusiones parlamentarias como una alternativa para ampliar la matriz eléctrica y hacer frente al problema de la seguridad del suministro; pero muy lejos de plantearse políticas al respecto, porque solo se

³¹⁸NACIONES Unidas. 2002. Informe de la Cumbre sobre Desarrollo Sostenible. Johannesburgo (Sudáfrica) 26 de agosto a 4 de septiembre de 2002. [En línea] Naciones Unidas, Nueva York, A/CONF.199/20. <<http://daccess-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N02/636/96/PDF/N0263696.pdf?OpenElement>> [consulta: 08 de junio de 2014]

³¹⁹ PROGRAMA Chile Sustentable. 2004. Proyecto de Ley Para la Promoción de Energías Renovables en Chile. [En línea] LOM Ediciones, Chile. 14-15pp <http://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/01/chact_hidroy-1%2000001.pdf> [consulta: 15 de junio de 2014]

³²⁰ Por ejemplo, no dio un concepto claro de “energías renovables” por las cuales se debía trabajar, fijó una meta regional pero no para cada país miembro, y tampoco se refirió a la forma en que se adoptarían mecanismos legislativos como políticas para su desarrollo. Fuente: ibíd.

incorporan pequeñas modificaciones a la LGSE que favorecen a estos medios de generación, como fueron la Ley Corta I y Ley Corta II.

En el Programa de Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet del año 2005, aparece por primera vez una meta de ERNC, en el ítem “Salto al Desarrollo”, que señala: “Pondremos como meta que un 15% del aumento de generación eléctrica al Bicentenario se logre con energías renovables no convencionales, como eólica, biomasa o hidráulica de pequeña escala”³²¹.

La meta sólo era una idea en ausencia de un instrumento de política que le diera un carácter vinculante. Pero los primeros lineamientos al respecto, aparecen en el documento entregado por el Ministerio de Energía y la CNE del año 2008, señalando:

“(…) la estrategia de política para incorporar estas tecnologías en los sistemas eléctricos chilenos se basa en reducir al máximo posible las barreras antes descritas³²², en particular reduciendo el riesgo ‘sobrenormal’ asociado a estas tecnologías, permitiendo una verdadera ‘neutralidad’ en que todas las formas de generación eléctrica compiten en igualdad de condiciones. Algunas de estas barreras se superarán en la medida que el mercado nacional acumule experiencia en la realización de proyectos con ERNC, pero la superación de otras requiere medidas específicas”³²³.

El documento establece dos líneas de acción: “el perfeccionamiento del marco regulatorio del mercado eléctrico y la implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión ERNC”³²⁴.

Ambas se han mantenido en el tiempo desde el primer instrumento legislativo en el año 2008, que apunta a la comercialización a través de un sistema de cuota obligatoria con posibilidad de utilizar certificados. Desde ese entonces el regulador ha intentado perfeccionar

³²¹ BACHELLET Michelle. Programa de Gobierno Michelle Bachelet 2006-2010. [En línea] 18 de Octubre de 2005. CEME – Archivo Chile. 45p. <http://www.archivochile.com/Chile_actuall/Elecciones_2005/Bachelet/01%20Programa_de_Gobierno.pdf> [consulta: 5 de junio de 2015]

³²² Las barreras de entrada que se identificaban para las ERNC estaban asociadas con la baja disponibilidad de la información sobre recursos energéticos, tramitación de permisos, un marco regulatorio tardío y en desarrollo, falta de acceso a los recursos por una infraestructura deficiente, falta de financiamiento y la poca adaptabilidad del sistema para fuentes de generación con naturaleza intermitente. Fuente: Ibíd. 78p.

³²³ COMISION Nacional de Energía. 2008. Política Energética: Nuevos Lineamientos. Op. Cit. 79p.

³²⁴Ibíd.

dicho mecanismo, y a su vez, encontrar la fórmula para acelerar la entrada de proyectos a través de la mitigación de barreras de entradas regulatorias, y con la agregación paulatina de instrumentos que fomenten la inversión privada.

3.1 Primeros Incentivos a las Energías Renovables

Con el objeto de responder a la seguridad de suministro eléctrico durante los años 2004 y 2005, la Ley 19.940 (Ley Corta I) y Ley 20.018 (Ley Corta II) incluyeron modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos que favorecieron al desarrollo de las ERNC ³²⁵, junto con el Reglamento para Pequeños Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación, aprobado por el Decreto 244 del Ministerio Economía Fomento y Reconstrucción, del año 2005.

Si bien éstas no se pueden enmarcar como instrumentos de promoción, contribuyen al levantamiento de barreras de entradas ligadas a la transmisión y la distribución de las energías renovables.

3.1.1 Ley Corta I

La Ley 19.940, también conocida como “Ley Corta I”³²⁶, incorpora al DFL1 el artículo 71-7 (actual artículo 78 de la LGSE, modificado por la Ley 20.257), que libera del pago de peajes a los propietarios de medios de generación cuya fuente sea no convencional, cuando realizan inyecciones de energía y potencia a los sistemas de transmisión troncal, siempre que concurren las condiciones determinadas por la misma LGSE.

Dicho artículo señala como “medios no convencionales” a la energía “geotérmica, eólica, solar, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente” por la CNE.

³²⁵ MAZZO, Rodrigo. Las Leyes Corta I, Corta II y de ERNC: Potenciando el Mercado de la Energía Eléctrica. Biblioteca del Congreso Nacional, 27 de enero de 2010. <http://www.bcn.cl/carpeta_temas_profundidad/ley-corta-1-2-electricidad> [consulta: 5 de junio de 2014]

³²⁶ CHILE. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. 2004. Ley 19.940: Que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 13 de marzo de 2004.

La exención es total para aquellos medios de generación con excedentes de potencia inferior o igual a 9.000 kilowatts; y parcial para los que superen ese límite de los 20.000 kilowatts, el cual se determina de acuerdo a un factor proporcional. La exención se aplica siempre que el conjunto eximido no supere el 5% de la capacidad del sistema eléctrico.

El artículo 71-7 del DFL 1 se incluyó durante las indicaciones en la tramitación del Proyecto de Ley³²⁷, como una reacción al proyecto original que seguía basándose en “parches” frente a vacíos legislativos que salían a la luz en períodos de contingencia energética³²⁸. Según el Presidente de la Comisión de Minería y Energía, Jorge Rodríguez Grossi, la disposición se introdujo con el propósito de “alentar las inversiones que, en un régimen normal, no son rentables. No dice relación con el costo de la energía base (pues aire, agua y viento son gratuitos), sino con el costo del capital”³²⁹.

Un mecanismo de fijación de precio de conexión, mitiga la barrera de entrada (de conexión) al sistema eléctrico, y por ende vender energía en el mercado spot³³⁰. Con esto último se fomenta su poder de negociación permitiéndoles obtener contratos a más largo plazo³³¹.

Asimismo, se le considera “reconocimiento de una externalidad positiva debido al bajo impacto que ellas tendrán sobre los sistemas de transmisión y sobre las inversiones asociadas a su ampliación”³³².

Por otro lado, la Ley Corta I y las materias que regula el Decreto Supremo 244 (en adelante, el “Reglamento”) crea la Generación Distribuida, que consiste en que Pequeños Medios de Generación (PMG) pueden conectarse de forma directa a la red de distribución³³³. Para una mejor comprensión de la Generación Distribuida, se definen los siguientes conceptos del artículo 1 letras a), b) y c) del Reglamento:

³²⁷ Indicación formulada por los Diputados señores Bertolino, Encina; García-Huidobro, González, doña Rosa; Jarpa, Leay, Mora, Mulet, Rojas, Valenzuela y Vilches. Fuente: BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2004. Historia de la Ley 19.940. Primer Trámite Constitucional, Cámara de Diputados.

³²⁸ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2004. Historia de la Ley 19.940. Chile.126p.

³²⁹ *Ibíd.* 279p.

³³⁰ *Ibíd.*

³³¹ *Ibíd.* 821p.

³³² PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON, Ignacio A. Op. Cit. 64p.

³³³ HERRERA, Jorge. 2009. Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico. [En línea] Distribución Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile. EIE561.2p <http://jhproject.net63.net/PubliCokeb/JH_Normativa_Chile_Generacion_Distribuida_GD_244.pdf> [consulta: 6 de junio de 2014]

Pequeños Medios de Generación Distribuidos (o PMGD): “aquellos cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público”.

Pequeños Medios de Generación (o PMG): “Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional”.

Medios de Generación No Convencionales (o MGNC): “cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts”. “La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes”.

Los beneficiados de la regulación de la generación distribuida son en gran parte las ERNC, al ser centrales que generalmente se encuentran dentro del rango de capacidad instalada para los PMGD³³⁴.

Esta regulación logra la coexistencia de dos posibilidades de venta de energía en el mercado spot, a costo marginal, y un régimen de precio estabilizado. De acuerdo al artículo 39 del Reglamento, si se opta por este último, el precio será el precio de nudo de potencia y energía que decreta la CNE cada seis meses; y tendrá un período mínimo de permanencia de cuatro años³³⁵.

La ventaja está en asegurar la cantidad de ingresos generando un marco de confianza para inversiones de nuevas empresas generación especialmente para aquellas más pequeñas³³⁶. A su vez, permite que puedan exigir conectarse a la red de distribuidores cuando no puedan acceder a las transmisoras “grandes” (troncales).

³³⁴ MAZZO, Rodrigo. Op. Cit.

³³⁵ CHILE. 2006. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Decreto N° 244: Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Artículo 41.

³³⁶ *Ibíd.*

3.1.2 Ley Corta II

La Ley 20.018 introdujo al DFL N°1 el artículo 96-ter inciso final en beneficio de las ER, estableciendo el derecho a los MGNC de suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados, al precio que resulte en la licitación respectiva.

La disposición legal se agrega al proyecto legislativo durante la discusión parlamentaria por indicación del Senador Pokurica, fundada en la idea de apertura del mercado a estas fuentes que otros países a ese entonces ya habían incurrido; y como una forma en que nuestro país podía darle coherencia a la aprobación de compromisos internacionales³³⁷.

Durante el proceso legislativo no tuvo mayores controversias, distintos participantes argumentaron que dicha modificación serviría para “dar una señal de preocupación por el medio ambiente”³³⁸.

3.2 La Ley 20.257

Ley 20.257 (también denominada “Ley de ERNC”), que “Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales”³³⁹, es el primer instrumento de política implementado en el país.

El Proyecto de Ley ingresó al Congreso por Mensaje del Ejecutivo el día 4 de abril del año 2007, concretándose la idea de poner en discusión la modificación de la LGSE para regular materias referidas a la generación ERNC, que habían fracasado con anterioridad³⁴⁰.

La iniciativa legal busca el crecimiento del sector, diversificando la matriz eléctrica con tecnologías limpias a través de la incorporación de mecanismos costo-eficientes a la

³³⁷ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2005. Historia de la Ley 20.018, Modifica el Marco Normativo para el Sector Eléctrico.197p.

³³⁸ *Ibíd.*

³³⁹ CHILE. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. 2008. Ley 20.257: Introduce Modificaciones a la Ley General De Servicios Eléctricos Respecto De La Generación De Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. 1 de abril de 2008.

³⁴⁰ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2008. Historia de la Ley 20.257. Chile. 54p.

LGSE. El objetivo es “crear condiciones que permitan al sector eléctrico desarrollar nuevas inversiones, dentro de un marco respetuoso con nuestro medio ambiente pero sin desatender el principio de eficiencia que caracteriza a nuestra legislación, de modo de minimizar el impacto en el bienestar de los ciudadanos y en la actividad económica en general”³⁴¹.

El Proyecto de Ley, a su vez, busca atraer la inversión de proyectos que, para ese entonces, estaban lejos de ser atractivos por ser centrales de menor tamaño y tener altos costos iniciales³⁴². En este contexto, la Ley ERNC apunta a facilitar la comercialización de un generador ERNC para que logre competir en un mercado que ofrece las mismas condiciones para las tecnologías convencionales.

El análisis del contenido de la Ley 20.257 se descompondrá en las siguientes materias:

1. El concepto de Energías Renovable No Convencional.
2. Meta de ERNC, y por ende un sistema de cuotas.
3. Multa por incumplimiento de la meta obligatoria.

Algunas de estas materias se regulan en detalle en la Resolución Exenta 1278 de la Comisión Nacional de Energía, que “Establece normas para la adecuada implementación de la ley N° 20.257, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales”³⁴³ (en adelante Res 1278/2009).

3.2.1 El Concepto de Energía Renovable No Convencional

El concepto de ERNC aparece con la inclusión de los artículos 225 letra aa) y ab) a la LGSE.

³⁴¹ *Ibíd.* 5p.

³⁴² *Ibíd.* 6p.

³⁴³ CHILE. Comisión Nacional de Energía. 2009. Resolución Exenta N° 1.278: Establece normas para la adecuada implementación de la ley N° 20.257, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. 1 de diciembre de 2009.

“Artículo 225: Para efectos de esta ley se entiende por:

aa) Medios de generación renovables no convencional: los que presentan cualquiera de estas características

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

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

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

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

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

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

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

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

Este es un concepto original que se compone por dos elementos propios, el de “energía renovable” que alude a un bajo impacto ambiental; y el de “no convencional” que se refiere al poco desarrollo en nuestro mercado³⁴⁴.

El término “no convencional” explica la diferencia que se hace de la hidroenergía, con el resto de las energías renovables, debido su basta participación (en el SIC). No obstante, el regulador establece un límite de 20.000 kilowatts de capacidad instalada para considerarlas como ERNC, y en consecuencia, que puedan obtener el beneficio de la Ley en comento.

La determinación del límite de capacidad, fue materia de discusión y desacuerdos durante la discusión parlamentaria. Actores del sector sostenían que apartar a centrales con capacidad instalada superior, podía promover proyectos ineficientes que finalmente privilegiaren el beneficio de la Ley por sobre el potencial hídrico real del proyecto; y que, en consecuencia se restringe la oferta eléctrica de estas fuentes, traduciéndose en un alza de costos que pagan los consumidores³⁴⁵.

Finalmente se opta por el límite de 20 MW, pero para el solo efecto de la acreditación se reconocen como tal inyecciones de hidroeléctricas con capacidad instalada igual o inferior a 40.000 kilowatts, las cuales se corrigen “por un factor proporcional igual a uno menos el cuociente entre el exceso sobre los 20.000 kilowatts de potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts”³⁴⁶.

El concepto sustituye en el artículo 79 de la LGSE (artículo 71-7 del DFL1) aquel de “medio no convencional” y agrega entre las expresiones “generación y “conectados” la siguiente frase: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225 de la ley”.

³⁴⁴ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2008. Op Cit. 21p.

³⁴⁵ *Ibíd.*

³⁴⁶ DFL N°4, artículo 150 bis inciso 11.

3.2.2 La meta ERNC

El elemento más importante de la Ley 20.257 es el establecimiento de una meta obligatoria de energías renovables en la legislación con la inclusión del artículo 150 bis a la LGSE, el cual dispone en el inciso primero:

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

El legislador optó por un sistema de cuotas, que obliga a todas las empresa eléctricas que comercializan energía, conectadas al SIC o SING, a inyectar al sistema (cualquiera de éstos) un porcentaje de ERNC determinado. Es decir, cuando éstas retiran energía del sistema con el fin de abastecer sus contratos de suministro (a clientes libres o regulados), se les exige que inyecten un cierto monto proveniente de medios de generación renovables no convencionales.

El porcentaje del artículo 150 bis es la meta final a alcanzar el año 2024. Este aumenta gradualmente desde la entrada en vigencia de la Ley según dispone el artículo 1º transitorio inciso 4. La obligación es del 5% para el período de años del 2010 al año 2014, el cual aumenta anualmente en un 0,5% a partir del año 2015 hasta alcanzar el 10% al año 2024.

La obligación no rige para todas las empresas eléctricas interconectadas. La Ley hace ciertas distinciones en cuanto su ámbito de aplicación, tales como:

- Entró en vigencia el 1 de abril de 2008, de acuerdo artículo 1º transitorio inciso 1º, pero la obligación rige a partir del 1 de enero de 2010.
- Se aplica a los retiros de energía efectuados con el fin de comercializarla con distribuidoras o clientes finales, siempre que sus contratos hayan sido suscritos a partir de 31 de agosto de 2007. Estos contratos pueden ser nuevos, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

- Por disposición de artículo 1º transitorio inciso final, no rige para la energía contratada con empresas de distribución para satisfacer a clientes regulados que hayan realizado sus procesos de licitación con anterioridad a la entrada en vigencia de esta ley.
- Los medios de ERNC idóneos para cumplir (propios o contratados) deben haberse interconectado a la red con posterioridad al 1 de enero de 2007, según señala el artículo 1º transitorio inciso 2º.
- En el siguiente inciso, se hace la salvedad para aquellos que ya se encontraren interconectados a la red a dicha fecha y que amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad, siempre que conserven su condición de medio de generación renovable no convencional. Para esto, se corrigen las inyecciones por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada posterior al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima luego de la ampliación.
- Por disposición del artículo 3º transitorio, la obligación rige por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Este nuevo porcentaje amplía el del 96-ter del DFL 1 incorporado por la Ley Corta II. En la práctica, aquél abarca más del doble de la capacidad instalada afecta. Por lo tanto, se suprime el inciso 5º del artículo 157 por disposición del artículo único número 3 de la Ley 20.257.

Cada comercializador decide la mejor forma de cumplir con el estándar, ya sea mediante sus propios proyectos de ERNC, o contratando la energía de terceros. Por lo tanto, la Ley ERNC genera un marco de confianza respecto a la rentabilidad de estos proyectos, porque crea un escenario para que generadores renovables puedan vender su energía a quienes la Ley obliga.

Dada la exigencia, a la energía renovable se le da un valor económico que en la práctica se conoce como “atributo” ERNC. La empresa eléctrica obligada compra el “atributo” para acreditarlo ante el CDEC y así cumplir con la obligación. Por tanto se entiende que la Ley 20.257 da señales de una especie imperfecta de RECs.

La Ley permite acreditar las inyecciones realizadas durante el año calendario inmediatamente anterior, siempre que no se hayan utilizado para cumplir con el porcentaje obligatorio que corresponde a dicho año³⁴⁷. Por tanto permite “guardar” este atributo por un año.

De acuerdo al inciso 3º del artículo 150 bis, si se excede el porcentaje de inyección (y aunque no hubiese efectuado retiros), la empresa puede convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, incluso siendo éstas de diferentes sistemas eléctricos³⁴⁸. Para esto se debe emitir una copia autorizada del convenio a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo con el fin de imputar tales excedentes en la acreditación.

La Resolución 1278/2009 limita el traspaso única y exclusivamente al monto exacto de déficit que presente un generador. Esta dispone en el numeral 19 letra m):

“Las transferencias de los excedentes señalados en el inciso tercero del artículo 150º bis se realizarán siempre hacia una empresa donde la magnitud de la diferencia (DIF) señalada en la letra f) del numeral anterior sea inferior a 0 (cero)”.

Con la obligación de realizar transacciones calzadas, las modalidades de transacciones o contratos de venta de ERNC se reducen a dos tipos³⁴⁹:

a) Compraventa de la energía generada por la central ERNC

El contrato versa sobre la energía y potencia, incluyendo el atributo ERNC, de tal forma que el generador obligado lo acredita como inyección propia. El CDEC acredita mensualmente las inyecciones de ERNC asociadas al contrato, por tanto, si se generan excedentes quedan computados en el balance anual para ser transados con generadores deficitarios, o guardarse para cumplir con la obligación del año inmediatamente siguiente al balance.

b) Traspaso de excedentes de ERNC

Este traspaso se determina sobre una base anual por un monto menor o igual al déficit del comprador. La transacción se verifica de forma anual una vez que los

³⁴⁷ DFL Nº 4, artículo 150 bis inciso 2.

³⁴⁸ *Ibíd.* inciso 3

³⁴⁹ POCH Energética. 2011. Consultoría Especializada en ERNC – Informe Final, para BHP Billiton – Base Metals. Chile.14p.

CDEC publicado el balance anual preliminar.

De una forma más explícita, para el caso de los generadores ERNC comercializadores (que tenga contratos de suministro) deben cumplir la obligación asociada a sus retiros, y el excedente lo pueden traspasar. Si éstos no tuviesen clientes, pueden traspasar todo su atributo a otros generadores; pero traspasa el atributo por separado, por lo que no es una venta de energía.

La compraventa del atributo (sin el producto electricidad) se debe a que generalmente las generadoras de fuentes convencionales cuentan con energía para satisfacer sus contratos de suministro, y en caso de no ser suficiente, acuden a generadoras de estas mismas fuentes convencionales que les puedan proporcionar mayores cantidades de electricidad (más que una central ERNC) a un bajo precio. Por ende, sólo compran el atributo con el sólo fin de cumplir con el artículo 150 bis.

3.2.3 Multa por Incumplimiento

El inciso 4º del artículo 150 bis establece el pago de una multa por incumplimiento de la meta ERNC, la cual se mide al 1 de marzo siguiente al año calendario. El monto es de 0,4 UTM por cada megawatt-hora de déficit; y si dentro de los tres años siguientes volviese a incumplir, aumenta a 0,6 UTM.

La determinación del monto fue materia de discusión en el Congreso, porque debía lograr el equilibrio de tal manera que incentivara la producción de ERNC (que no fuera tan elevada), pero que no fuera tan baja para que las empresas optaran por pagar la multa a costa de inyectar sólo energía convencional contaminante. Con todo, el pago de la multa igualmente es una opción para cumplir con la obligación, porque su pago exime dicho cumplimiento.

La excepción de pago se encuentra en el inciso 5º del artículo 150 bis, que permite a las empresas deficitarias de hasta un 50%, postergar la acreditación hasta un año al término del año calendario, siempre y cuando sea comunicado a la Superintendencia “antes del 1 de marzo siguiente al año referido”.

El proyecto legislativo original contemplaba que lo recaudado fuera a beneficio fiscal, pero como la medida se alejaba de la línea de incentivo a las inversiones de las energías renovables³⁵⁰; se decidió distribuirlo a prorrata entre clientes finales y distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación, según su consumo de energía durante el mismo año³⁵¹.

La Dirección de Peajes (en adelante, DP) se encarga de una serie de acciones que son fiscalizadas por la Superintendencia. Por ejemplo, ésta calcula los montos por concepto de multa y dispone los pagos y transferencias de dinero entre empresas. En caso de controversia promovida por la empresa eléctrica respecto del valor propuesto por la DP, el Panel de Expertos optará por uno de los valores en un dictamen ciñéndose al procedimiento previsto en el artículo 208 número 11 de la LGSE.

3.3 La Ley 20.698

A comienzos del gobierno del Presidente Sebastián Piñera se anuncia un objetivo del 20% de ERNC al año 2020 en los siguientes términos: “(...) si bien Chile es pobre en las energías fósiles del pasado, es rico en las energías limpias y renovables del futuro, como la energía del sol, del viento, geotérmica, mareomotriz y bioenergía. Como gobierno impulsaremos, con la asesoría técnica de países líderes como España, Francia y Estados Unidos, un poderoso plan de desarrollo de energías limpias y renovables, que permita que el año 2020, el 20% de nuestra matriz eléctrica provenga de estas fuentes”³⁵².

Tal declaración motivó a un grupo de parlamentarios a presentar el año 2010 el Proyecto Ley “Que Propicia la Ampliación de la Matriz Energética mediante Fuentes Renovables No Convencionales”³⁵³. La iniciativa declara la necesidad de plasmar la “meta

³⁵⁰ Estos comentarios fueron de parte de Nelson Muñoz, Gerente General de Enap-Sipetrol y Presidente de la Empresa Nacional de Geotermia y del Presidente del Consejo de Especialidad de Ingeniería Eléctrica del Colegio de Ingenieros de Chile; y de Alberto Botteselle durante el Primer Informe de la Comisión de Minería, en la tramitación de la Ley 20.257. Fuente BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2008. 27 y 35pp.

³⁵¹ DFL N°4, artículo 150 bis inciso 6 y 7.

³⁵² PIÑERA Sebastián E. 2010. Mensaje a la Nación: “Del Chile Del Bicentenario Al País De Las Oportunidades” En: Cuenta Pública 21 de mayo de 2010. Congreso Nacional. Valparaíso, Chile. 42p. <http://www.camara.cl/camara/media/docs/discursos/21_mayo_2010.pdf> [consulta 4 de junio de 2014]

³⁵³ Moción Parlamentaria de los Senadores don José Antonio Gómez Urrutia, Antonio Horvath Kiss, Jaime Orpis Bouchon y las Senadoras Isabel Allende Bussi y Ximena Rincón González. Fecha 08 de septiembre, 2010. Cuenta en Sesión 50. Legislatura 358. Boletín N° 7.201-08 Proyecto de ley, que propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.

del Ejecutivo en una obligación legal, de lo contrario sólo sería una aspiración programática sin certeza de cumplirse, ya que sería muy difícil de alcanzar entregándola a la mera liberalidad de los actores del sector eléctrico, considerando que a la fecha sólo el 3,4% de la matriz energética correspondía a las ERNC³⁵⁴.

El denominado “Proyecto 20/20” permaneció en discusión aproximadamente tres años en el Congreso. Finalmente el 22 de octubre de 2013 se publica como la Ley 20.698, pero modificándose la exigencia del 20% para el año 2025, por lo que se le denomina la “Ley 20/25”.

La Ley 20.698 modifica a la LGSE en diferentes aspectos referidos a las ERNC. Estos se analizarán de acuerdo a sus principales objetivos³⁵⁵: 1) La modificación del guarismo del artículo 150 bis, 2) mayor liquidez con un sistema de certificados, 3) reducir barreras de entradas para estos proyectos con un sistema de licitaciones, 4) potenciar mecanismos complementarios.

3.3.1 Modificación de la obligación ERNC

La Ley 20.257 al año 2013, se había mostrado como un instrumento eficaz y acertado en su diagnóstico. Las obligaciones habían sido cumplidas satisfactoriamente en todos los períodos, incluso sobrepasando el porcentaje³⁵⁶. Las ERNC habían seguido su proceso de maduración en el mercado eléctrico y la información de precios proyectados permitían ser más “agresivos” que en los términos planteados en la Ley 20.257.

La modificación del guarismo del artículo 150 inciso primero, a un 20%, llevó a acortar los plazos del inciso 4º del artículo 1º transitorio de la Ley 20.257. Como resultado, el artículo 2 de la Ley 20/25 diferencia dos tipos de graduación de plazos de la obligación.

- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación se mantiene en el 5% para los años

³⁵⁴ BIBLIOTECA Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Chile. 4-5pp.

³⁵⁵ FINAT, Carlos. 2013. Marco Normativo General del Sector Eléctrico Chileno. En: Seminario ACERA: Ley 20/25 una Nueva visión para las ERNC. Madrid, 4 de diciembre de 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2014/01/ACERA.pdf>> [consulta: 6 de junio de 2014]

³⁵⁶ GALAZ, Ramón. 2013. Ley que Fomenta la Incorporación de las ERNC. [En línea] Valgesta Energía <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/10/Ramon-Galaz.pdf>> [consulta: 10 de junio de 2014]

2010 a 2014, y se aumenta en un 0,5% anual desde el año 2015 hasta alcanzar el 10% al año 2024.

- Para los contratos suscritos posteriores al 1 de julio de 2013, la obligación es del 5% al año 2013 y se incrementa en un 1% anual a partir del año 2014 llegando al 12% al año 2020. Luego, se incrementa en un 1,5% a partir del año 2021 llegando al 18% al año 2024; y desde el año 2025 se eleva en un 2% para alcanzar finalmente el 20%.

Por lo tanto, la gradualidad de la Ley 20.257 se mantiene para los contratos que se les hacía aplicable, fundado en un criterio de certeza jurídica, porque las empresas eléctricas habían basado sus decisiones de inversión desde la publicación de esta ley, es decir del 1 de abril de 2008³⁵⁷.

El aumento de la obligación fue el principal foco de tensión entre las indicaciones del Ejecutivo y los parlamentarios. El Poder Legislativo tomó mayor partido por el compromiso del 20% al año 2020 que el mismo impulsor originario de la medida. Declaraciones del Biministro de Minería y Energía de aquel entonces, Laurence Golborne, parecían retractarse de la iniciativa: “No hay una meta, el programa de gobierno dice que existe la aspiración de que el país avance hacia un 20% de ERNC al 2020. La seguimos manteniendo y la queremos impulsar. Pero el año 2020 está cerca y con las condiciones actuales de la legislación y los proyectos hoy en carpeta, no se ve fácil alcanzar en este breve período esa aspiración. No significa que no se pueda alcanzar un par de años después³⁵⁸”.

Finalmente, por indicación del Ejecutivo se aprueba la extensión de la meta al año 2025, durante el Segundo Trámite Constitucional de la Cámara de Diputados. El Gobierno argumenta que esta sería una meta “más realista”, considerando las barreras de transmisión y problemas de factibilidad técnica de estas tecnologías, ya que era muy poco probable agregar 4.600 MW en proyectos nuevos en menos de 7 años (al año 2020)³⁵⁹.

³⁵⁷ Si bien no se comenta de manera expresa por parte del Ejecutivo se entiende que se toman en cuenta los comentarios realizados por el señor Javier Hurtado, Presidente de la Comisión de Desarrollo Sustentable de la Confederación de la Producción y Comercio en el Primer Informe de la Comisión de Minería. Fuente: BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.698. Op Cit. 10p.

³⁵⁸ LA TERCERA. Entrevista- Golborne: Falta algún componente donde haya más preocupación por bajar el precio final de la electricidad” [En línea] 8 de mayo de 2011. <<http://papeldigital.info/negocios/2011/05/08/01/paginas/006.pdf>> [consulta: 13 de junio de 2014]

³⁵⁹ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.698. Op Cit. 163p.

Esto no fue bien recogido por representantes de medios renovables, debido a que la idea del 20% al 2020 se había respaldado en informes técnicos de instituciones y organismos (muchos independientes del Gobierno), presentados y expuestos durante la discusión parlamentaria los cuales demostraban que la meta era factible como un mecanismo costo-eficiente.

3.3.2 Lograr mayor liquidez a través de un Sistema de Certificados

Vimos en la sección anterior cómo la Ley 20.257 creó una especie imperfecta de certificados ERNC, en relación a los sistemas comparados; pero que en la práctica nacional a éstos se les denomina como tal, o bien se comercializan como “atributos ERNC”.

La Ley 20/25 adopta el concepto de “certificados de ERNC” por primera vez en la LGSE. Esta agrega la siguiente oración, al artículo 150 bis inciso 6º (relativo a la coordinación y registro público de las DP de las inyecciones, obligaciones y traspasos de ERNC de las empresas eléctricas): “Asimismo, las señaladas Direcciones de Peajes llevarán un registro público de todas las transferencias y valores de los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por dicha Dirección”.

La Ley 20/25 no define lo que se entiende por “certificado de ERNC” ni da mayores detalles de un mecanismo asimilable a estos sistemas de en regulaciones comparadas. Sin embargo, se desprende que la DP de cada CDEC crea un certificado cuando una empresa eléctrica es excedentaria respecto a la obligación del artículo 150 bis; y que podrá transarlos con empresas deficitarias según señala el mismo artículo en el inciso 3º.

3.3.3 Reducir barreras de comercialización de ERNC con un Sistema de Licitaciones

Esta Ley agrega el artículo 150 ter a la LGSE para introducir un sistema de licitaciones para medios ERNC, que de acuerdo al inciso primero, son otra alternativa para el cumplimiento de la meta de inyección de ERNC.

“Artículo 150 ter.- Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, el Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional. Para estos efectos, el Ministerio de Energía efectuará hasta dos licitaciones por año en caso que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad”.

Estas licitaciones son subsidiarias, porque según inciso 2º el llamado se hará en el caso que la obligación no sea cubierta en su totalidad por proyectos en operación, construcción o bloques de energía ya adjudicados (por licitaciones convencionales).

La introducción de un sistema de licitaciones no se contemplaba en la idea originaria del Proyecto de Ley, pero opiniones vertidas por actores del sector durante el Segundo Informe de la Comisión de Minería y Energía, lo señalaban como el mecanismo más idóneo para incentivar estos proyectos.

Se pensó que este sería un mecanismo que reduciría la barrera de entrada de financiamiento de proyectos ERNC. Estos no encuentran apoyo financiero al no contar con contratos de suministro (optando por vender su energía en el mercado spot), lo que se traduce en la inestabilidad en el ingreso una vez que la central se ha puesto en marcha. Por lo que introducir un sistema de licitaciones para celebrar contratos de largo plazo y a precio fijo, lograría independizar a las ERNC de las fluctuaciones de los precios spot del mercado eléctrico³⁶⁰.

Como éstas son subsidiarias, cubren aquella parte del escenario de comercialización que no logra abarcar, por tanto, genera más confianza para el desarrollador. Esta es una medida que se adelanta a un posible déficit de cobertura de proyectos ERNC, porque en el futuro no sólo se visualiza un aumento del porcentaje obligatorio sino también el espectro de contratos sujetos a la meta ERNC.

La inestabilidad en el ingreso de un desarrollador, muchas veces se resuelve a través de instrumentos de precio estabilizado, como son los FITs. Estos se propusieron

³⁶⁰ GALAZ, Ramón. 2013. Op. Cit.

durante la discusión del proyecto de ley, pero se consideró que los procesos de licitación podían ser altamente competitivos en comparación con mecanismos que privilegien un tecnología específica³⁶¹.

Por esto, se opta por que se determine el precio de acuerdo a lo que ofrece cada proponente en la oferta (adjudicada) hasta completar la demanda prevista en cada bloque de energía.

Por mandato del artículo transitorio, se da un plazo de 90 días desde la publicación en el Diario Oficial para la dictación del Reglamento que establezca las condiciones del procedimiento de licitación; pero aun no se ha dictado.

Las licitaciones se harían aplicables a contar del año 2015, y si el Reglamento no se encontrase vigente, se aplazan para el siguiente año.

A continuación se describe el sistema en base a las disposiciones del artículo 150 ter:

1. Las licitaciones son públicas y se hacen respecto de la cuota exigible al tercer año posterior a ésta, el que será considerado como el año de inicio³⁶².
2. El Ministerio de Energía (en adelante Ministerio) elabora las bases³⁶³ y hace el llamado de forma anual, pero podrá hacer un segundo llamado en caso que el bloque no sea cubierto en su totalidad. Si esto volviera a suceder o el proceso se declare desierto, el cumplimiento de la obligación se reserva para el siguiente año.
3. Los llamados pueden ser por separado para el SIC y SING, y podrán participar proyectos que al momento de la publicación aun no se encuentren conectados al sistema eléctrico respectivo³⁶⁴.
4. El precio techo equivale “al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente en el sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero”. Igualmente se considera lo consignado en el Informe

³⁶¹ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.698. Op Cit 77p.

³⁶² DFL N°4, Artículo 150 ter inciso 2°

³⁶³ Ibíd. artículo 150 ter inciso 7°

³⁶⁴ Ibíd. artículo 150 ter inciso 9°

Técnico Definitivo de Precios de Nudo (ITPN) definitivo y que puede aumentarse hasta un 10%.

5. El proponente señala en su oferta el compromiso de inyección anual y como se distribuirá mensualmente³⁶⁵.
6. La Ley exige componentes mínimos con que debe contar el proyecto, como: una resolución de calificación ambiental, un capital suscrito o compromisos formales de aporte de capital igual o superior al 20% de los montos para la construcción y operación, acreditar un título respecto al inmueble donde se desarrollará, y entregar caución para la seriedad de la oferta y otra para garantizar la materialización del proyecto³⁶⁶.
7. La adjudicación del o los bloques puede ser total o parcial³⁶⁷ a la oferta de menor precio, considerando los volúmenes de energía y los precios unitarios asociados a cada uno³⁶⁸.
8. La Ley contempla un período de diez años consecutivos para las inyecciones de energía, el bloque y precios adjudicados; contados desde que se inicia la inyección “conforme con lo que determinan las respectivas bases”³⁶⁹.
9. El adjudicatario percibe el precio que ofertó, sin perjuicio de los mecanismos de indexación que haya incluido en la oferta.
10. El inciso 17º dispone que se “incluirá tanto el valor de la energía como el del certificado emitido por la DP correspondiente de la energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales”.

La DP del CDEC mensualmente comparará el precio de la energía inyectada, valorizada al promedio mensual de los costos marginales instantáneos en el punto de inyección, con el valor del precio licitado. Si el primer valor es mayor, la diferencia se distribuye entre todas las empresas eléctricas a prorrata de sus retiros, con un límite de 0,4 UTM por MW/h. El exceso lo percibe el generador

³⁶⁵ Ibíd. artículo 150 ter inciso 11º

³⁶⁶ Ibíd. artículo 15 inciso 12º

³⁶⁷ Ibíd. artículo 150 ter inciso 16º

³⁶⁸ Ibíd. artículo 150 inciso 13º

³⁶⁹ Ibíd. artículo 150 ter inciso 6º

renovable por lo que este es otro ingreso además del monto que señaló en la oferta. Si la energía inyectada valorizada al costo marginal es menor, las empresas eléctricas pagan por esta diferencia a prorrata de sus retiros con el mismo monto de tope anterior.

11. Si la energía inyectada mensualmente es igual o superior al bloque comprometido, la empresa recibe el monto correspondiente al excedente valorizado al promedio mensual de los costos marginales instantáneos, en concordancia con el artículo 119 de la LGSE. Al adjudicatario se le hace la entrega del “certificado de ERNC”, que según dispone el inciso 3º del mismo artículo sirve para la acreditación de la obligación.

3.3.4 Potenciar la Ley 20.257 a través de mecanismos complementarios y competitivos

Esta ley potencia las ERNC en los Sistemas Eléctricos Medianos con la inserción del artículo 174 bis a la LGSE, el cual ordena que los proyectos de ERNC deban priorizarse en los planes de expansión de generación de los Sistemas Eléctricos Medianos en relación a otras fuentes primarias considerando la eficiencia del sistema.

3.4 Otras Políticas de Incentivo

Desde aproximadamente el año 2004, la política pública ha lanzado programas que fomentan la inversión privada en estas tecnologías. Algunos de estos programas son diseñados específicamente para proyectos renovables y otros abarcan más sectores económicos, pero que les son aplicables de igual forma³⁷⁰. A continuación se detallan los principales instrumentos de política que fomentan el capital de un proyecto en nuestro país.

³⁷⁰CENTRO de Energías Renovables. [En línea]<<http://cer.gob.cl/gestion-energetica/fuentes-de-financiamiento/>> [consulta: 24 de junio de 2014]

3.4.1 Subsidios a la Preinversión

Estos subsidios disminuyen el riesgo del alto costo económico que implica para el desarrollador del proyecto llevar a cabo estudios de factibilidad técnica y financiera en las primeras etapas del proyecto.

Los principales programas de subsidios a la preinversión se llevaron a cabo por un trabajo conjunto de la CNE y la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO)³⁷¹.

El Programa de Promoción y Atracción de Inversiones Todo Chile, para proyectos en regiones distintas a la Región Metropolitana, realizó concursos en los años 2005, 2006 y 2007 para proyectos cuyas perspectivas de inversión superaren los US\$ 400.000. El subsidio era de hasta el 50% del costo de los estudios o hasta el 2% de la inversión estimada, sin sobrepasar los US\$ 60.000³⁷². Hasta el año 2008 se apoyó a más 130 proyectos³⁷³, con aportes de Estado que superaron los 3 millones de dólares³⁷⁴.

Un programa más reciente es el otorgado por el antiguo Centro de Energías Renovables (CER)³⁷⁵, para proyectos ERNC con capacidad instalada menor a 50 MW de empresas nacionales o extranjeras que tengan previsto una inversión productiva o de servicios conectados al SIC o SING. El subsidio es de hasta un 40% del costo total del estudio o consultoría con unos topes de 1.000 UF y de hasta 2.000 UF para iniciativas que conecten dos o más proyectos a los sistemas troncales para etapas avanzadas³⁷⁶. Parte de los recursos son aportados por el Banco Alemán de Desarrollo (KfW), el cual ha apoyado esta iniciativa desde sus inicios con una línea de créditos blandos³⁷⁷.

Al año 2014, el Programa del CER contaba con más de 560 millones de pesos para la tercera convocatoria del concurso, lanzamiento presupuestario como primera medida

³⁷¹ JIMENEZ, Susana. Op. Cit. 40p.

³⁷² GOBIERNO de Chile. Antiguo sitio web Ministerio de Energía. Instrumentos de Fomento. [En línea]<http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/ernc/instrumentos_de_fomento.html> [consulta: 20 de junio de 2014]

³⁷³ CLARO, Edmundo R., ARÍSTEGUI, Juan-Pablo S., TOMIC, Esteban. 2012 Desafíos y Oportunidades de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la Matriz Eléctrica de Chile. [En línea] Fundación Konrad Adenauer Stiftung. Chile. 24p. <http://www.kas.de/wf/doc/kas_31874-1522-4-30.pdf?120816223009> [consulta: 23 de octubre de 2014].

³⁷⁴ Antiguo sitio web Ministerio de Energía, Op. cit.

³⁷⁵ Actualmente se denomina Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES).

³⁷⁶ CENTRO de Energías Renovables. [En línea]<<http://cer.gob.cl/gestion-energetica/fuentes-de-financiamiento/>> [consulta: 20 de junio de 2014]

³⁷⁷ *Ibíd.*

realizada de la Agenda de Energía³⁷⁸. El vicepresidente de CORFO, Eduardo Bitrán, señaló que con este apoyo se espera que “se acelere la concreción de una cartera que a la fecha suma 16.623 MW, de los cuales 11.052 MW tienen sus estudios ambientales aprobados”³⁷⁹.

3.4.2 Subsidios a la Inversión

Gran parte de los subsidios a la inversión están inmersos en programas más amplios que incentivan la innovación tecnológica.

Por ejemplo, el Programa Capital Semilla es un fondo para emprendedores (personas naturales o jurídicas con fines de lucro) que cofinancia actividades para la creación, puesta en marcha y despegue (como desarrollo de proveedores, de prototipos, validación comercial, constitución de la empresa) de emprendimientos, incluyendo a los de ERNC. El subsidio es de hasta el 75% del monto total del proyecto, con un tope de 25 millones de pesos³⁸⁰.

3.4.3 Préstamos Blandos

El Estado, a través de la CORFO, implementa líneas de crédito en la banca privada con condiciones favorables. Al año 2013, los créditos blandos fueron equivalentes a 65 millones de euros a traspasarse a la banca local a través de CORFO³⁸¹.

En un contexto donde la banca privada no estaba dando financiamiento provocando un gran cuello de botella para pequeños desarrolladores, la intervención estatal constituye un pilar fundamental³⁸².

³⁷⁸CENTRO de Energías Renovables (CER). Fondo del Gobierno pone más de \$560 millones para desarrollar proyectos de Energías Renovables. [En línea] 3 de junio de 2014, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. <<http://cer.gob.cl/blog/2014/06/fondo-del-gobierno-pone-mas-de-560-millones-para-desarrollar-proyectos-de-energias-renovables/>> [consulta: 20 de junio de 2014]

³⁷⁹ *Ibid.*

³⁸⁰ CORFO, Concurso Capital Semilla. [En línea] <<http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-capital-semilla>> [consulta: 20 de junio de 2014]

³⁸¹ OLIVARES, Alfredo. El Estado de las ERNC en Chile, [En línea] *En*: Seminario Iberoamericano de Eco-Innovación. Congreso Nacional de Medio Ambiente 2012, Madrid, noviembre 2012 <http://www.conama2012.conama.org/conama10/download/files/eima2013/Chile/1896709629_ppt_AOlivares.pdf> [consulta: 16 de junio de 2014]

Un ejemplo es el Programa de Apoyo al Financiamiento de la Inversión, que pone a disposición líneas de crédito de largo plazo para proyectos ERNC, pero que se acceden por medio de la Banca Local.

Una de éstas es financiada con aportes del Gobierno Alemán, lanzada el año 2008, para la inversión en medio ambiente que incluyen las ERNC. Los plazos van de 3 y 12 años, incluyendo períodos de gracia para el capital de hasta 30 meses. Pueden alcanzar un máximo de US\$5 millones por proyecto³⁸³.

Otro préstamo es el Crédito CORFO Energía Renovable No Convencional (CCENRC) del año 2008, con una línea de crédito de hasta US\$15 millones con un plazo de pago de hasta 12 años, y un período de gracia de hasta 36 meses. Un proyecto puede postular a este crédito y al anterior de manera simultánea³⁸⁴.

3.4.4 Fondos de Garantía – Créditos Garantizados

Instrumentos creados a fines del año 2009, con el objeto de abordar la exigencia de garantías de estos proyectos. Estos cubrían hasta un 50% del CCERNC durante la construcción, considerado el período más riesgoso.

Los créditos garantizados se consideran un avance para proyectos vinculados a pequeños actores que esperan ser financiados a través de la deuda. Al cubrir el riesgo de la ejecución de la obra, los inversionistas se hacen cargo del riesgo de exploración, prospección y ejecución³⁸⁵.

Estos créditos se han implementado incluso como iniciativa directa de la banca privada. La compañía Cesce Chile ha entregado cobertura desde fines de 2012, para

³⁸²DEFNEY Annie., MARZOLF Natacha., CEPPI Pablo. 2010. Instrumentos Fiscales y No Fiscales a las Energías Renovables en Chile. [En línea] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), División de Energía – Sector de Infraestructura y Medio Ambiente. 28p. <<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35808220>> [consulta: 22 de junio de 2014]

³⁸³ Ibíd.

³⁸⁴ CORFO. 2009. Guía CORFO para Empresas y Emprendedores. [En línea] Gobierno de Chile, 19p. <<http://biblioteca.uahurtado.cl/ujah/856/txtcompleto/txt122724.pdf>> [consulta 24 de junio de 2014]

³⁸⁵ PACHECO, Germán. Seguros de Garantía y ERNC., [En línea] Acera. 28 de marzo de 2014 <<http://www.acera.cl/?p=3363>> [consulta 20 de junio de 2014]

analizar y otorgar pólizas de garantía que caucionen o garanticen los contratos en la etapa inicial del proyecto; los montos asegurados bordean los US\$20 millones³⁸⁶.

3.4.5 Franquicias Tributarias

Las franquicias tributarias (*tax credits*) ya implementadas no se asocian al mercado de la generación, porque se aplican al uso domiciliario y la pequeña industria de las ERNC. Sin embargo, se valora la labor del Estado en la materia porque igualmente se incentiva la generación de ERNC.

Con fecha 19 de agosto de 2009 se publicó la Ley 20.365 de “Franquicias Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos”, un crédito para la instalación de sistemas solares térmicos para abastecer de agua potable sanitaria a viviendas nuevas de hasta 4.500 unidades de fomento (U.F) de familias de menores ingresos y de clase media³⁸⁷.

Las empresas constructoras podrán deducir del monto de sus pagos provisionales obligatorios de la Ley de Impuesto a la Renta, un monto equivalente a todo o parte del valor de los Sistemas Solares Térmicos y su instalación que monten en bienes corporales inmuebles destinados a la habitación construidos por ellas³⁸⁸.

3.4.6 Programa Apoyo al Desarrollo de Energías Renovables

Programa que se lleva a cabo por la Subsecretaría de Energía incluido en la Ley de Presupuestos del Sector Público año 2014, en la partida 24 capítulo 01 programa 03.

Dicho organismo, a través de actos administrativos, tiene la facultad de elaborar programas y proyectos pilotos para el desarrollo de ERNC que se adjudican a través de licitaciones públicas. Ejemplos son la Planta de Concentración Solar, subsidios para líneas de transmisión eléctrica y para exploración de recursos geotérmicos. En su conjunto pueden

³⁸⁶ *Ibíd.*

³⁸⁷ GONZALEZ, Camilo P. 2013. Energías Renovables para Uso Domiciliario: descripción, marco regulatorio e instrumentos de fomento. Memoria para optar al Grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Santiago, Chile, Universidad de Chile, Facultad de Derecho. 146p.

³⁸⁸ CHILE. Ministerio de Hacienda. Ley 20.365: Establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos. 19 de agosto de 2009. artículo 1.

comprometer hasta US\$ 70,5 millones, y cuyo pago, a partir del 2015 no podrá exceder de los US\$13 millones anuales.

3.5 ERNC: única política de mitigación de emisiones de GEI para la generación eléctrica.

Como se expuso en el capítulo anterior, las políticas de mitigación del Cambio Climático para la reducción de emisiones de GEI, como los precios al carbono, son instrumentos (o subsidios) indirectos para la promoción de ERNC.

Sin embargo, en Chile los precios al carbono tienen un desarrollo bastante incipiente pero que de a poco comienzan a aparecer en las nuevas iniciativas de la política pública. Desde otra mirada, las políticas de promoción de ERNC han sido la única medida de mitigación de emisiones de GEI del sector generación.

Desde los primeros “ensayos” de una política energética nacional, la instauración de precios al carbono no era percibida con mucho adeptos. Ya en el documento “Política Energética: Nuevos Lineamientos” del año 2008, en el apartado “Control de Impactos Globales”, expresa el propósito de responsabilizarse en la materia y anticiparse a fin de evitar someterse a exigencias internacionales como restricciones al comercio o impuestos al carbono que pudieran afectar a nuestro desarrollo económico y competitividad³⁸⁹. La línea de acción era reforzar otras “fuentes energéticas de menores o nulas emisiones, como el apoyo que se le está dando a la generación eléctrica con ERNC, además de mejorar los usos de otras fuentes renovables, incluyendo la leña”³⁹⁰.

Las ERNC siguieron siendo la “medida principal”, o más bien señalada por defecto, como la principal medida de mitigación luego del criticado compromiso voluntario de reducción de emisiones, que no permitía un diseño de instrumentos específicos³⁹¹.

La Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas elaborada el año 2011, aclara el rol normativo y regulatorio del Estado en la

³⁸⁹ COMISIÓN Nacional de Energía. Política Energética: Nuevos Lineamientos. Op. Cit. 92p

³⁹⁰ *Ibíd.*

³⁹¹ COMISION Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Op Cit. 124p

formulación de un política para la limitación de emisiones de GEI del sector energético³⁹². Este se refiere las leyes relacionadas con las ERNC como el “marco regulatorio con impacto en la mitigación”, señalando el aporte de la Ley 19.940 y la Ley 20.257. Además, agrega la Ley 19.657 sobre concesiones de exploración y explotación de energía geotérmica, y la Ley 20.365 sobre franquicias tributarias para sistemas solares térmicos. En cuanto a los “aspectos institucionales con impacto en la mitigación” se refiere al Centro de Energías Renovables (CER) creado el año 2009.

Dentro de los últimos años, estudios de diversa precedencia han intentado identificar opciones y potenciales de mitigación³⁹³. Estos prosperan con la entrada del Proyecto de Ley 20/20 al Congreso, por lo que siguen apuntando a una mayor inclusión de las ERNC en la matriz eléctrica.

Por ejemplo, el Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA) del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile, considera la generación eléctrica en base a ERNC la medida con mayor potencial de reducción (de 23 millones toneladas de CO₂) frente a la alternativas de captura y almacenamiento de carbono (CCS), la energía nuclear y la energía hidráulica³⁹⁴. El resultado se basa en la “nueva Ley ERNC” aumentando en un 1% la obligación desde el año 2014³⁹⁵. Es decir, la proporción de reducción actualmente podría ser mucho mayor si el porcentaje de la Ley 20.698 es mayor al señalado.

La propuesta es clara, considerando que sigue la energía nuclear con un potencial de 5.5 millones instalándose una central con capacidad de 1.000 MW al año 2025, y que no se es una opción en el mediano y largo plazo³⁹⁶.

El Estudio “Beneficios Económicos de la Ley Energías Renovables en Chile” es aun más auspicioso, aumentando la obligación ERNC a un 20% al año 2020 (que en la práctica se extiende al 2025). Con esto se evitarían 83 millones de toneladas de CO₂-eq, en un

³⁹² MINISTERIO de Medio Ambiente. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Mar de las Naciones Unidas. Op cit. 192p.

³⁹³ MINISTERIO de Medio Ambiente. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Mar de las Naciones Unidas. Op. cit. 197p

³⁹⁴ *Ibíd.* 64p

³⁹⁵ *Ibíd.* 65p

³⁹⁶ *Ibíd.*

espectro temporal del año 2013 al año 2028, traduciéndose en un ahorro económico de \$US 272 millones³⁹⁷.

3.5.1 Evaluación de Implementación de Precios al Carbono

A partir del año 2010, la autoridad energética y la investigación privada comienzan a evaluar la incidencia en el mercado de una posible implementación de los precios al carbono en Chile. Esto se condice con la fuerza que adquieren en países desarrollados y, por otro lado, la OCDE los considera fundamentales para cumplir con el Acuerdo de Copenhague de reducir la temperatura global en 2 grados Celsius³⁹⁸.

3.5.1.1 Mercado de Emisiones Transables en Chile

En Chile nunca se ha existido un Mercado de Emisiones Transables para el carbono, pero sí se han implementado Permisos de Emisión Transables (en adelante PET) de contaminantes locales para la Región Metropolitana³⁹⁹.

El primer PET, “Programa de Compensación de Emisiones”⁴⁰⁰ del año 1992, tuvo el objeto de controlar y reducir las emisiones diarias de partículas totales de suspensión (MP10) provenientes de calderas industriales. Luego, el año 1998 se implementó un sistema de compensación de emisiones globales, aplicado a nuevos proyectos que se someten al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, a través de fuentes menos emisoras. Por último, el año 2005, se implementó un nuevo sistema de compensación de dióxido de nitrógeno (NOX) para grandes emisores industriales⁴⁰¹.

Aunque los niveles de contaminación se disminuyeron, el problema radicó en la falta de una gestión institucional robusta para llevarse a cabo, necesaria para los mecanismos de “crédito de reducción de emisiones”. Además, la regulación era confusa para sus

³⁹⁷ PricewaterhouseCoopers. 2013. Op. Cit. 34p

³⁹⁸ *Ibid.* 22p

³⁹⁹ La Ley 19.300 contiene el marco regulatorio de los PET. El artículo 47 letra a), los considera “instrumentos de regulación o de carácter económico”, que se podrán aplicar en planes de prevención o descontaminación. Por lo tanto, el ámbito de aplicación territorial es reducido, porque el artículo 44, sólo considera estos planes en zonas calificadas latentes o saturadas.

⁴⁰⁰ Operó bajo el mecanismo de congelamiento de emisiones de material particulado en calderas puntuales mediante la asignación de derechos de capacidad de emisión diaria a perpetuidad, y para aquellas que eran nuevas, la exigencia de compensación de un 100% de las mismas emisiones.

⁴⁰¹ CALFUCURA, Enrique., SÁNCHEZ, José Miguel., CORIA, Jessica. Op. Cit.. Pp.5-9.

intervinientes⁴⁰², por lo que produjo altos costos de transacción y escasa profundización del mercado.

La constitución de un mercado de emisiones de carbono ha tomado fuerza, el Ministerio de Energía ha evaluado su interacción con las políticas de ERNC y la eficiencia energética.

El año 2010, llamó a licitación para presentar propuestas de mecanismos de mercado para limitar el crecimiento de emisiones de GEI. Como resultado se publicó el estudio: “Análisis de Mecanismos de Mercado para la reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Factibilidad de Implementación de un Sistema de Transacción de Emisiones”⁴⁰³. El estudio propone un sistema de “*cap and trade*” para el sector energía⁴⁰⁴, basado en el ETS de la Unión Europea⁴⁰⁵.

En el año 2012, Chile se integra a la “Asociación para la Preparación del Mercado” (en adelante PMR, por su sigla en inglés “*Partnership for Market Readiness*”)⁴⁰⁶, y en febrero de 2013 se publica la “Propuesta de Preparación de Mercado para Chile (“*Market Readiness Proposal for Chile*”)⁴⁰⁷. Esta es una “hoja de ruta” en primera fase, que considera aspectos de decisión política, normativos, económicos e institucionales, el sistema de registro de MRV, la participación de los interesados⁴⁰⁸, entre otros. Sin embargo, no opta por un diseño concreto, como el informe anterior.

Ahora bien, una forma de evaluar un posible sistema de ETS es considerando las políticas de promoción vigentes, y cómo ambos podrían convivir, la idea estas se integren y no que los precios al carbono las desplacen.

⁴⁰² *Ibíd.* 26p

⁴⁰³ POCH Ambiental. 2011. Análisis de Mecanismos de Mercado para la reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Factibilidad de Implementación de un Sistema de Transacción de Emisiones - Informe Final [En línea] Santiago de Chile. <<http://finanzascarbono.org/comunidad/pg/file/danielmagallon/read/1693/analisis-de-mecanismos-de-mercado-para-la-reduccion-de-gases-de-efecto-invernadero-factibilidad-de-implementar-un-sistema-de-transaccion-de-emisiones-en-chile>> [consulta: 27 de mayo de 2014]

⁴⁰⁴ *Ibíd.* 88p

⁴⁰⁵ *Ibíd.* 99p

⁴⁰⁶ Este es un “órgano dependiente del Banco Mundial, basado en donaciones, que pretende apoyar a sus países desarrollados y en vías desarrollo para proporcionar asistencia técnica y de financiamiento para la innovación colectiva y pilotaje de instrumentos de mercado para la reducción de emisiones”. Fuente: PARTNERSHIP for MARKET READINESS [En línea] <<https://www.thepmr.org/content/about-pmr>> [consulta: 30 de julio de 2014]

⁴⁰⁷ PARTNERSHIP for MARKET READINESS. MPR for Chile. [En línea] 20 de febrero 2013. <http://www.thepmr.org/system/files/documents/Chile_MRP_Final_20-02-2013.pdf> [consulta: 30 de julio de 2014]

⁴⁰⁸ *Ibíd.*

Por ejemplo, la cantidad de “certificados de ERNC” pueden utilizarse para fijar el límite (“*cap*”) del ETS. Sin embargo, si los generadores optan por pagar la multa por incumplimiento de la meta, en vez de generar esta energía renovable, puede traer consigo que la cantidad de emisiones disminuidas puede ser menor a las esperadas, incrementándose el precio de mercado del ETS.⁴⁰⁹.

La introducción de un ETS obliga a considerar si nuestro sistema de promoción debiera ser modificado y ajustado. El precio de la electricidad va a cambiar como un elemento inevitable; por lo que un precio de carbono al alza, el precio requerido para un certificado debiera ser menor. No obstante, dicho equilibrio debiera ser tal, para evitar que el precio de mercado del ETS sea tan alto que acelere el despliegue de las ERNC de tal manera que el precio del certificado pueda colapsar hasta ser un instrumento innecesario⁴¹⁰ (que incluso ha sido una realidad, como se analizará en el Capítulo 4).

3.5.1.2 Impuesto al Carbono

El impuesto al carbono también comienza a ser considerado con mayor presencia en la discusión de políticas públicas, a pesar de la impopularidad que trae consigo en la comunidad.

Ventajas que este impuesto podría presentar en el contexto nacional radican en que, al ser un método que no da señales cuantitativas exactas de reducción, se condice con nuestro compromiso internacional de mitigación de emisiones de GEI, que es bastante ambiguo. En cuanto a su diseño, los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC), pueden cumplir aquel rol de monitoreo, los que podrían “hacer seguimiento del nivel de emisiones de cada central y el tipo de combustibles que estas utilizan”⁴¹¹.

Los principales documentos de gobierno para el desarrollo del sector eléctrico, proponían esta medida como una forma más concreta para enfrentar el cambio climático, incluso, sin hacer mención a un posible ETS. Por ejemplo, la CADE evaluó los costos de un

⁴⁰⁹ HOOD, Christina. 2013. Integrating Carbon Pricing with Existing Energy Policies: Issues for Chile. [En línea] International Energy Agency. Francia, 13p
<<http://www.iea.org/media/workshops/2013/Chilepolicyintegrationfinal.pdf>> [consulta: 30 de julio de 2014]

⁴¹⁰ *Ibíd.* 15p.

⁴¹¹ POCH Ambiental. 2011. Op. Cit. 95p

impuesto de 20 US/ton CO₂ a todo el parque de generación térmica, en base a la penetración de ERNC dispuesta en la Ley 20.257. La CCTP propuso la implementación de eco-impuestos, debido a que el sistema legal “privilegia los beneficios económicos de actores económicos por sobre los derechos de la sociedad”, proponiendo gravar las emisiones de la generación en base a carbón y petróleo con un valor de 60 US\$/MWh; y de gas natural con 20US/MWh ⁴¹² (si se tradujeran a toneladas de CO₂, serían aproximadamente de 66.6 US\$/tonCO₂ para el carbón y petróleo, y de 50,9 US\$/tonCO₂ para el gas natural⁴¹³).

Según la CCTP, estos gravámenes “mejorarían la distribución del ingreso en Chile, solventados por los sectores que más generan y consumen energía (grandes empresas generadoras y mineras), que son las que representan mayores rentas”⁴¹⁴. Para esto, lo recaudado se destine a un “fondo especial” que se utilizaría con tres objetivos: compensar un posible aumento del costo de la energía para Pymes y consumidores residenciales; “constituir un fondo para la mitigación y remediación de impactos a la salud y a la agricultura causados por las emisiones”; y por último, para “constituir un fondo de promoción de nuevas generadoras ERNC, mecanismos para remover barreras informativas y desarrollar la generación distribuida y redes inteligentes, que faciliten la limpieza, descarbonizando la matriz”⁴¹⁵.

3.5.1.3 Ley de Reforma Tributaria

Las recomendaciones anteriores no ha sido en vano, porque el “impuesto verde” para centrales fijas se introdujo en el artículo 5 del Proyecto de Ley de Reforma Tributaria, fundándose en los efectos negativos sobre el medioambiente y la salud de las personas

⁴¹² COMISION Ciudadana Técnico Parlamentaria. Op. Cit. 91p

⁴¹³CAMINO, Vicente V. Poder de Mercado y Mecanismos de Regulación Ambiental en el Sector Eléctrico Chileno. Op. cit. 17p

⁴¹⁴ COMISION Ciudadana Técnico Parlamentaria. Op. cit. 91p

⁴¹⁵ *Ibíd.* 92p

asociados al uso de combustibles fósiles; y como una forma de estimular el cambio de tecnologías limpias⁴¹⁶.

El 26 de septiembre de 2014, se promulga la Ley 20.780 de “Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”, que concreta el impuesto verde a las fuentes fijas, en su Artículo 8, de la siguiente manera:

“Artículo 8°.- Establécese un impuesto anual a beneficio fiscal que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO2) y dióxido de carbono (CO2), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen, una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible.

El impuesto de este artículo afectará a las personas naturales y jurídicas que, a cualquier título, haciendo uso de las fuentes de emisión de los establecimientos señalados precedentemente, generen emisiones de los compuestos indicados en el inciso anterior.”

Luego, referido a las emisiones de carbono en el inciso séptimo, señala:

“En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, el impuesto será equivalente a 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida. Con todo, el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono no aplicará para fuentes fijas que operen en base a medios de generación renovable no convencional cuya fuente de energía primaria sea la energía biomasa, contemplada en el numeral 1), de la letra aa) del artículo 225 del decreto con fuerza de ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, ley General de Servicios Eléctricos.”

⁴¹⁶ Mensaje 24-362. Mensaje de S.E. la Presidenta de la República con el que inicia un Proyecto de Ley de Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario. [El línea] Cámara de Diputados. Santiago, 1 de abril de 2014. 16p <http://www.camara.cl/pley/pley_detalle.aspx?prmID=9702&prmBL=9290-05> [consulta: 30 de julio de 2014]

El impuesto entraría a operar el 1 de enero del 2017. De acuerdo al mismo artículo, el pago se haría en abril del año calendario a la generación de emisiones. Por su parte, la Superintendencia del Medio Ambiente deberá certificar en marzo de cada año las emisiones del contribuyente respecto del año anterior.

Por otro lado, el Ministerio de Medio Ambiente deberá dictar un Reglamento, que en lo que respecta al impuesto a las fuentes fijas, establecerá los procedimientos administrativos para su aplicación. La Tesorería General de la República ha señalado que se encuentra trabajando en el Reglamento para llevarse a cabo, el cual estaría listo durante el primer semestre del próximo año.

Por último, el inciso final del Artículo en comento, señala que para todos los efectos, el artículo 149 inciso 2º de la LGSE, este impuesto

“(…) no deberá ser considerado en la determinación del costo marginal instantáneo de energía, cuando éste afecte a la unidad de generación marginal del sistema. No obstante, para las unidades cuyo costo total unitario, siendo éste el costo variable considerado en el despacho, adicionado el valor unitario del impuesto, sea mayor o igual al costo marginal, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a costo marginal y a dicho costo total unitario, deberá ser pagado por todas las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía del sistema, a prorrata de sus retiros, debiendo el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo, adoptar todas las medidas pertinentes para realizar la reliquidación correspondiente. El Servicio de Impuestos Internos enviará en el mes de abril de cada año al CDEC respectivo y a la Comisión Nacional de Energía, un informe con el cálculo del impuesto por cada fuente emisora. La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación del mecanismo señalado en este inciso.”

Es destacable el interés del Estado de disminuir las emisiones de CO₂; sin embargo no tiene mayor efecto si no se encuentra alineado con una política global de compromiso serio y vinculante de reducción. La medida no ha dado señales claras respecto al beneficio a cambio; y al no estar englobada en un marco de política de cambio climático, se torna difícil identificarla como un mecanismo de reducción.

Conclusiones del Capítulo

1. Actualmente contamos con un “bloque de promoción” que se comenzó a construir con un sistema de cuotas, a través de la Ley 20.257 y que evoluciona en términos más exigentes hacia una obligación más alta con la Ley 20.698. Con esto, podemos observar que la evolución apuntó a términos más ambiciosos y cuantitativos (al ampliarse a otras materias), pero no necesariamente a sofisticar la política ya instaurada.
2. Un fiel reflejo de la compatibilidad del mecanismo de promoción con los principios fundantes del mercado, son las alternativas que ha dispuesto el regulador para que un propietario de empresa eléctrica interconectado a alguno de principales sistemas eléctricos (según el artículo 150 bis de la LGSE), porque es quien elige cuál es la forma más eficiente para cumplir con la meta. A su vez, esto refleja la delegación de parte del Estado de la responsabilidad del éxito o fracaso del desarrollo y rentabilidad de la empresa, en el actor eléctrico, para que éste a su costo (en investigación, asesoría) opte por comprar o generar energía renovable, o bien, comprar sólo atributos.
3. La implementación de un mecanismo de precios regulados hubiese arrastrado una dicotomía con el esquema de “asignación” de precios en el segmento de la producción eléctrica, en relación a las otras tecnologías. De esta forma, también se economiza este proceso de inserción, se sigue con la misma línea mercantil y son los mismos organismos, como los CDEC y la CNE, que se encargan de incluir dentro de sus funciones, las de llevar a cabo aquellas nuevas que comprometen el sistema de promoción de ERNC, como por ejemplo: el registro de inyecciones de energía renovable, transacciones, entre otras; como también incluirlas dentro de la estructura de competencia en el mercado spot y de los contratos.
4. La Ley 20.698 también inserta un nuevo respaldo para cumplir con la obligación de cuota, que son las licitaciones subsidiarias de ERNC. Con esto, podemos observar como el regulador vela por el cumplimiento objetivo de la meta; sin embargo, a raíz de lo expuesto en capítulos anteriores, no se puede dejar de considerar como (tanto más) importante que, la obligación (legal) se adecue a la demanda de electricidad renovable,

para que sea un real beneficio al generador; y que se genere efectivamente esa energía, y no se reemplace por el pago de una cuota.

5. Estamos muy lejos de pensar nuestro sistema de promoción desde el enfoque del Cambio Climático, en virtud de que la presencia de precios al carbono, u otros instrumentos de reducción de emisiones para el sector eléctrico son casi nulas; además de que nuestro compromiso con la causa internacional no es del todo concreto. Por lo tanto, el hilo conductor es la sustentabilidad para ampliación de la matriz eléctrica. Sin embargo, no se puede desconocer que el impuesto al carbono se incorpora como parte de la Reforma Tributaria estando totalmente alineada con las regulaciones extranjeras vigentes. En cuanto a la posibilidad e implementar un ETS en Chile, la idea es todavía muy reciente. Sin embargo, habría que sofisticar el sistema de certificados de ERNC para lograr una convivencia entre ambos.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL DE PROMOCIÓN DE ERNC

Datos numéricos concretos dan una idea de cómo las ERNC se van desarrollando en el mercado y, por tanto, si su promoción ha dado resultados exitosos.

Sin embargo, la evaluación de estas políticas debiera ir más allá de las estadísticas. En primer lugar, porque no existen parámetros que cataloguen o midan, por ejemplo, a un “porcentaje” de crecimiento de forma positiva o negativa. Por otro lado, sólo quedaría compararnos con los datos de otros países que tienen condiciones y factores distintos a los nuestros.

Por lo tanto, la evaluación de los mecanismos de promoción debiera ir más allá; apuntando a la materialización de aquellos objetivos que la política pública buscaba al momento de implementarlos.

Al respecto, el Instituto para el Cambio Climático (IPCC) señala que “mientras que las metas proveen una medida clara para evaluar el éxito, objetivos claramente definidos son también necesarios para que un instrumento de política pueda ser evaluado en términos de su éxito o fracaso”⁴¹⁷.

El análisis tampoco bastaría si sólo se enfocara en las pretensiones públicas, sin esa mirada futura que tanto ha sido buscada a falta de una política energética de largo plazo que por muchos años estuvo ausente.

Este capítulo propone una mirada crítica a lo instaurado en el sistema nacional, atendiendo a los datos duros, a las falencias del sistema de promoción, y a comprobar si aquellos “objetivos” que fueron propuestos, sin existir aun una estrategia energética nacional, han sido cumplidos.

⁴¹⁷ WORLD Resource Institute. 2013. Oc. cit. 10p.

4.1 Situación Actual de las ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional

4.1.1 Capacidad Instalada Actual y Proyecciones

Luego de la inserción de los instrumentos regulatorios de promoción a la LGSE, “la potencia ERNC agregada ha tenido un aumento moderado, hasta la fuerte irrupción del año 2013 al 2014”, de 244 a 982 MW instalados⁴¹⁸.

A septiembre de 2015, la capacidad instalada ERNC en los principales sistemas eléctricos del país es de 2.110,9 MW. En el SING representan un 5,1% del total, de los cuales la energía solar y eólica son las que tienen mayor presencia, como se visualiza en la siguiente tabla⁴¹⁹:

Tabla N°2

ERNC	Potencia Neta	Potencia Neta	Número de Centrales
	Total (MW)	Total (%)	
Mini-Hidroeléctrica	15,1	0,4	4
Eólica	88,9	2,3	1
Solar	93,7	2,4	4
Otros	0,0	0,0	0
Totales	197,7	5,1	9
Total SING	3.942,4	100	

En el SIC, la potencia instalada ERNC a la misma fecha anterior, representa un 12,4%. La distribución de su participación por tecnología se observa en la siguiente tabla⁴²⁰:

⁴¹⁸ CIFES. 2015. Reporte ERNC – Resumen 2014. ERNC en Chile, 2014: Año del Despegue [En línea] Comité CORFO. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. 1p. <<http://cifes.gob.cl/documentos/reportes-cifes/reporte-cifes-anual-2014/>> [consulta: 4 de octubre de 2015]

⁴¹⁹ CNE. Capacidad Instalada Septiembre de 2015. [En línea] <<http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>> [consulta 5 de octubre de 2015]

⁴²⁰ Ibíd.

Tabla N°3:

ERNC	Potencia Neta	Potencia Neta	Número de
	Total (MW)	Total (%)	Centrales
Mini-hidráulica	333,8	2,2	72
Biomasa	297,5	1,9	19
Biogás	44,4	0,3	8
Eólica	801,0	5,2	16
Solar	436,5	2,8	16
Otros	0,0	0,0	0
Totales	1.913,2	12,4	131
Totales SIC	15.433,0	100	

De acuerdo a los Registros del Centro de Fomento e Investigación de Energías Renovables (CIFES), al mes de octubre de 2015, se registran 58 proyectos de ERNC en calificación dentro del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que en conjunto suman 5.671 MW de potencia, no obstante, quien suma mayor presencia son los solares PV con el 66% de participación⁴²¹. A su vez, el total de proyectos con Resolución de Calificación Ambiental Aprobada suman un total de 3.868 MW de potencia⁴²².

Hoy en día se superan los 19.000 MW de capacidad instalada si se consideran los proyectos en construcción y los que ya cuentan con estudios ambientales aprobados. Pero de todos estos proyectos existe una gran cantidad que aunque cuenten con una resolución de calificación ambiental, no han comenzado la fase de construcción. En su mayoría son proyectos de tecnología eólica y solares.

⁴²¹ CIFES, 2015. Reporte CIFES – Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno. Noviembre 2015 [En línea] Comité CORFO. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. 6p. <<http://cifes.gob.cl/documentos/reportes-cifes/reporte-cifes-noviembre-2015/>> [consulta: 24 de diciembre de 2015].

⁴²² Ibíd. 7p.

4.1.2 Generación ERNC en el Mercado Eléctrico

La generación a base de ERNC se ha incrementado de sobre manera desde la entrada en vigencia de la Ley 20.257. Desde el año 2009, la tasa de crecimiento ha sido de un 25% anual, para que finalmente a diciembre de 2014 el porcentaje de generación promediara un 10,14%.

El año 2014, el aporte a la matriz de generación fue de 8,66% ⁴²³. De éstos, el 3,48% pertenece a la biomasa (2.432 GWh), 2,08% a la minihidro (1.453 GWh), 2,03% a las centrales eólicas (1.415 GWh), el 0,66% a la solar (458 GWh) y 0,41% al biogás (286 GWh)⁴²⁴.

4.1.3 Cumplimiento cuota ERNC

Cada año se ha cumplido satisfactoriamente la obligación de ERNC, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla N°4⁴²⁵

	Retiros Afectos a la Obligación	Obligación ERNC (5%)	Inyección ERNC Reconocida	Excedente/Déficit ERNC Neto
	Energía (GWh)			
SIC	30.997	1.566,0	4.289,3	2.723,3
SING	8.677	436,8	321,3	-115,5
TOTAL	39.673,2	2.002,8	4.610,5	2.607,8

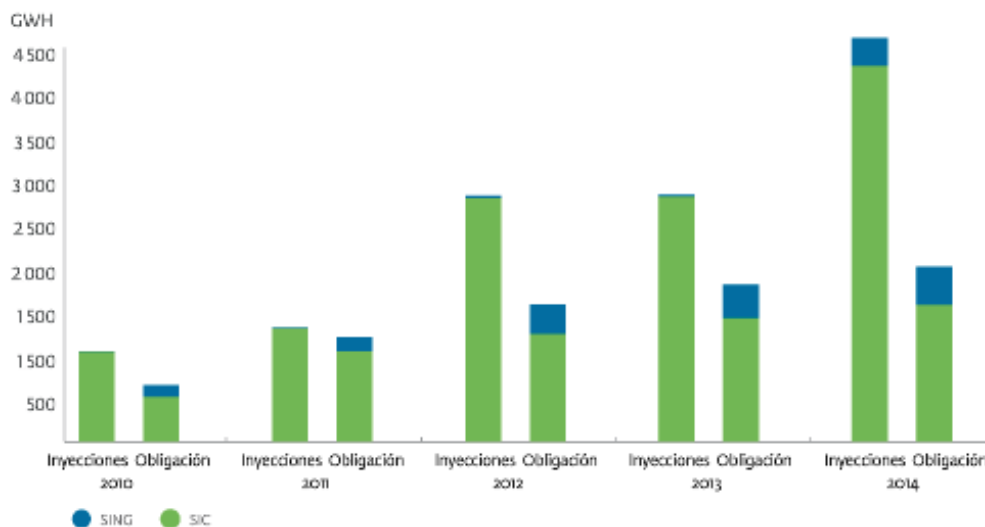
⁴²³ Este porcentaje considera las centrales ERNC afectas a la Ley 20.257 y las que no la están, al haberse conectado al sistema eléctrico con posterioridad al 1 de enero de 2007.

⁴²⁴ CIFES. Reporte ERNC, Resumen 2014. [En línea] Ministerio de Energía. 3p.

⁴²⁵ CDEC-SING. 2014 - Anuario y Estadísticas de Operación. [En línea] Chile, 71p <http://www.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2014/esp/cdec-sing.html#73/z> [consulta 5 de octubre de 2015]

Gráfico N°1

BALANCE ERNC 2010 - 2014



El año 2011 registró la mayor estrechez entre la obligación de inyección de energía y la inyección efectiva, reportándose el mayor precio promedio del traspaso de excedentes, equivalente a 6.677,24 pesos⁴²⁶.

La sanción del artículo 150 bis inciso 4º de la ley para la empresa eléctrica deficitaria, se ha hecho efectiva sólo una vez, este caso, la empresa eléctrica Campanario debió pagar 50.563 MWh, equivalente a 20.225 UTM⁴²⁷ el año 2011.

El año 2014 se le consideró como aquél de despegue de las ERNC. Las diferencias son amplias en comparación a las cifras de inyección del año anterior, como se aprecian en las siguientes figuras, que en la última parte del año casi se logra triplicar la obligación de la Ley 20.257.

⁴²⁶ CDEC-SING. Balance Definitivo Anual ERNC 2011. 28 de marzo de 2012. <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_transf_pub_inf_pub.sp_reportes_etapas> [consulta: 15 de junio de 2013]

⁴²⁷ CDEC-SING. Balance Definitivo Anual ERNC 2011 - Distribución de Cargos 2011. [En línea] <http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_transf_pub_inf_pub.sp_reportes_etapas> [consulta: 15 de junio de 2013]

Gráfico N°2 ⁴²⁸

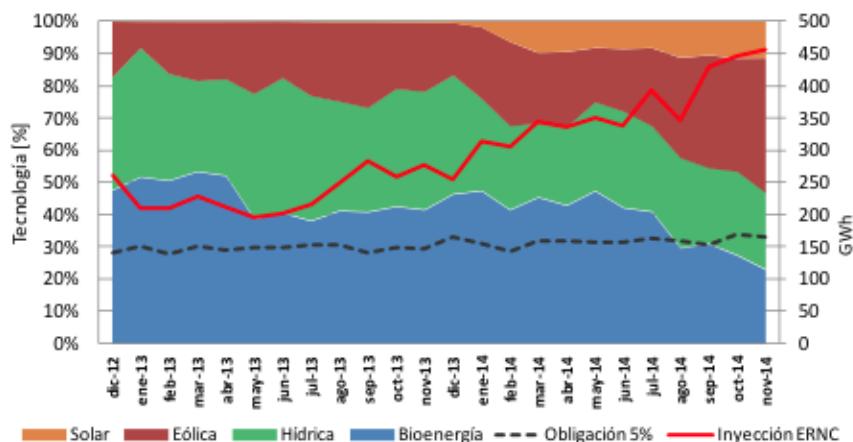


Tabla N°5 ⁴²⁹

Tecnología	2013	2014	Variación
Bioenergía	2054	2719	32%
Mini Hidro	1386	1454	5%
Eólica	539	1416	163%
Solar	7	458	63215
Convencional	64157	63793	-1%
Total	68143	69840	2%

4.2 Observaciones al actual sistema de promoción de ERNC en Chile.

Aunque el sistema de promoción de ERNC nacional ha dado buenos resultados a la luz de las estadísticas expuestas, igualmente posee ciertos elementos inconclusos que son criticables considerando los objetivos que debiesen cumplir en el contexto nacional e internacional. Sobre todo aquellos elementos relacionados con la operación y

⁴²⁸ Cumplimiento Ley 20.257. Fuente: CIFES. 2015. Reporte ERNC – Resumen 2014. ERNC en Chile, 2014: Año del Despegue. Op Cit. 3p.

⁴²⁹ Evolución de la inyección por tecnología. Fuente: CIFES. 2015. Reporte ERNC – Resumen 2014. ERNC en Chile, 2014: Año del Despegue. Op Cit. 3p.

comercialización de los actores renovables en el mercado eléctrico, como principal foco por el cual fueron implementadas.

4.2.1 Forma en que las ERNC operan en el mercado eléctrico.

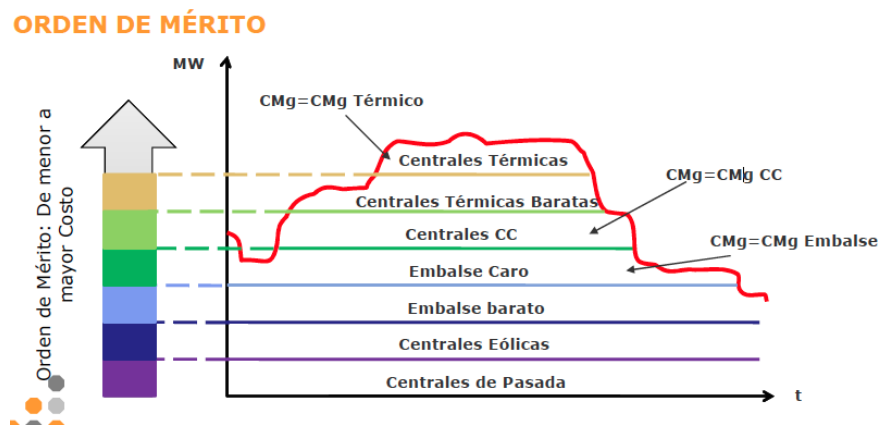
Los instrumentos regulatorios se dirigen a la comercialización de las generadoras ERNC en el mercado eléctrico, de tal manera que el proyecto sea costo – eficiente y así cubra sus costos de inversión y operación.

Por lo tanto, para permanecer como un proyecto rentable, se traduce en las posibilidades que la regulación otorga para que éstas puedan recuperar su inversión. Es por esto que a continuación se analizarán cada una de estas posibilidades.

a) Venta de energía y potencia en el Mercado Spot

La venta de energía en el Mercado Spot podría ser bastante beneficiosa atendiendo a las características de las ERNC. El despacho de energía que realiza el CDEC, basado en el orden de mérito, es una ventaja porque al tener las ERNC menores costos de operación, debieran ser despachadas de forma preferente; como demuestra en la siguiente figura⁴³⁰:

Gráfico N°3



⁴³⁰ GALAZ, Ramón. Alternativas de Comercialización Actuales en el Mercado Chileno. [En línea] Valgesta Energía S.A., Ciclo de Talleres CER-CORFO y CE-FCFM, Agosto 2012., <http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2012/08/TALLER_RGA.pdf> [consulta: 17 de junio de 2014]

Los altos precios spot de la energía de este último tiempo han hecho de este mercado la opción más utilizada por las empresas de ERNC, a pesar de su variabilidad.

El pago por potencia que puede recibir una central ERNC es poco relevante debido a la intermitencia de la gran mayoría (a excepción de la geotérmica y biomasa). La fluctuación de los principales factores que determinan este pago, como la disponibilidad del recurso natural, afectan negativamente a la potencia firme que aporta una unidad generadora en horas de máxima exigencia⁴³¹.

En razón de lo anterior, se exige la instalación de potencia ociosa como respaldo⁴³². En consecuencia, al no garantizar la entrega de energía en cualquier momento, la “calidad” es más baja; por lo que no pueden obtener grandes pagos por potencia⁴³³.

Por lo tanto, el mercado spot como principal fuente de ingreso es una decisión basada en políticas de riesgo asociada a la volatilidad de los precios, sin embargo no hay riesgos asociados a la comercialización⁴³⁴ porque es un mercado dinámico, permanente, y que prácticamente se asegura el despacho correspondiente.

b) Venta en el Mercado de los Contratos

Un contrato de venta de energía asegura el flujo de ingresos por un plazo determinado (generalmente largos períodos).

El problema que se ha traspasado desde el inicio de la inserción de las ERNC, es la limitada opción a contratar. Los contratos de suministros, de acuerdo a la regulación chilena, versan sobre bloques de energía, bastantes “amplios”, que además, exigen que el generador durante toda hora debe suministrar la energía a su comprador. Es decir, el generador ERNC, toma el riesgo de la generación y de sus precios⁴³⁵ aunque produzca electricidad de forma intermitente, por lo que deberá ir al mercado spot a comprar la energía (a un alto precio)

⁴³¹ El pago por potencia se determina por la potencia firme, y esta se multiplica por el precio de punta en el nodo donde se inyecta el generador, Este es el costo de incrementar la potencia instalada en una unidad más de potencia (kW) en el sistema, considerando las unidades generadoras más económicas.

⁴³² BARAÑO, Joaquín. ¿Por qué subsidiar las ERNC? [En línea] Central Energía, 24 de junio de 2010. <<http://www.centralenergia.cl/2010/06/24/?por-que-subsidiar-las-ernc/>> [consulta: 20 de junio de 2014]

⁴³³ *Ibíd.*

⁴³⁴ GALAZ, Ramón. Op Cit.

⁴³⁵ *Ibíd.*

necesaria para abastecer la totalidad del suministro en aquellos momentos que no esté operando.

En consecuencia, existe un componente de “apuesta” respecto a la evolución de precios spot⁴³⁶. Por esto, frente al riesgo probablemente se acuerde un precio más alto. Sin embargo, el riesgo se puede mitigar con una indexación adecuada que recoja los precios de compra en el mercado spot, más la generación propia; pero el riesgo de remanente sigue siendo alto.

Esta lógica ha sido una de las principales barreras de entrada para las ERNC para suscribir contratos por medio de licitaciones, las que aumentan a medida que las bases de licitación dispongan de los bloques de suministros más amplios.

Con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley 20.698, representantes del sector de generación renovable manifestaron este problema con bastante fuerza, señalando que las bases de licitación atentaban con el artículo 18 inciso 3º del Reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica⁴³⁷, el cual dispone:

“Las Concesionarias deberán definir la estructura y composición de los bloques de acuerdo a sus requerimientos por licitar y al porcentaje máximo definido en este reglamento. Dicha estructura y composición deberá hacerse de tal forma que no constituya una barrera a la participación en la licitación de potenciales oferentes, y no implique condiciones de suministro con mayor riesgo comercial para dichos oferentes”.

Al respecto, Carlos Finat, Director Ejecutivo de ACERA, señaló que no se ve preocupación por parte de la Administración para adecuar las bases que elimine la discriminación que hoy existe y que impide que centrales eficientes como solares y eólicas puedan participar. Por su parte, las consecuencias de este bloqueo van más allá del poder

⁴³⁶ CONTRERAS, Manuel. 2009 Desarrollo de las ERNC en Chile. Desafíos Regulatorios, Desarrollo de Proyectos y Modelos de Ejecución. [En línea] Elecgas. <http://www.elecgas.cl/pdf/2009/modulo%205/Juan_Manuel_Contreras_2.pdf> [consulta 18 de junio de 2014]

⁴³⁷ASTUDILLO, Antonio. Empresas de ERNC advierten que bases de licitación de suministro las discriminan. [En línea] La Tercera edición Impresa, Lunes 06 de Mayo de 2013. <<http://diario.latercera.com/2013/05/06/01/contenido/negocios/10-136124-9-empresas-de-ernc-advierten-que-bases-de-licitacion-de-suministro-las-discriminan.shtml>> [consulta 20 de junio de 2014]

de negociación de las ERNC, porque “se pierde una gran oportunidad de incorporar mayor competencia a estos procesos, cuyos resultados muestran una sostenida tendencia al alza de los costos para el consumidor final”⁴³⁸.

Se debiera tener en consideración que las distribuidoras comercializan más del 55% de la energía eléctrica que se vende a nivel mayorista en Chile. Por tanto, si las ERNC no puedan participar en estos procesos se deberá considerar que existe algún riesgo de que Chile no sea capaz de cumplir con la meta del 20/25⁴³⁹.

La contratación con clientes libres también se han enfrentado a esta barrera, porque las ERNC se consideran como riesgosas, producto de la relación entre el suministro intermitente y el consumo estable de éstos⁴⁴⁰.

Como una forma de solucionar este problema, se ha optado por el modelo de contrato de venta de energía por el total de la producción, y no por bloque⁴⁴¹. En este caso, el cliente compra toda la generación producida y, así no tiene riesgo de precio ni de generación (que lo haga ir al spot), por lo tanto, el precio del contrato es más bajo del cual podría pactarse en un contrato por bloque⁴⁴².

No obstante, de acuerdo a los resultados exitosos del proceso de licitación 2015-01, publicados en agosto de 2016, refleja la importancia de la adecuación de este sistema a partir de la Ley 20.085. Con esto podemos observar que los proyectos ERNC comienzan a predominar y revierte el paradigma de falta de competitividad. La posibilidad de nuevos llamados de la CNE, plazos más cortos a licitar, efectivamente dan confianza a los inversores; todo esto sumado a que los precios de estas tecnologías siguen bajando en el mercado.

⁴³⁸ *Ibíd.*

⁴³⁹ FINAT, Carlos. Carta del Director Ejecutivo- Desafíos de una Industria en Transición. [En línea] News Letter - Diciembre 2013. ACERA. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2014/02/ACERA-NEWS_Diciembre-2013.pdf> [consulta: 20 de junio de 2014]

⁴⁴⁰ GREENMAX Sustainability & Finance, AF Mercados, Creara International. 2013. Informe Final: Identificación de Barreras Regulatorias y Propuestas de Solución para el Desarrollo de Medidas de EE y ERNC. [En línea] Corporación Financiera Internacional (IFC). 77p. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/07/SEF-Chile-Analisis-Regulatorio-Informe-Final-2.pdf>> [consulta: 20 de junio de 2014]

⁴⁴¹ CONTRERAS, Manuel., Op. Cit.

⁴⁴² GALAZ, Ramón. Alternativas de Comercialización Actuales en el Mercado Chileno. Loc. Cit.

c) Venta de energía con una empresa generadora

El comercializador ERNC puede suscribir un contrato (acordado de forma bilateral) de venta de energía y potencia con otra empresa generadora que participe en el mercado mayorista⁴⁴³. El contrato tipo es por venta de producción (no por bloque)⁴⁴⁴.

La experiencia ha demostrado que el poder de negociación de una central ERNC es reducido⁴⁴⁵ en comparación a las convencionales, porque estas últimas ofrecen cantidades de energía y potencia mayores pudiendo conseguir un mejor precio.

d) Cuota de ERNC

El ingreso se genera por la venta de aquel exceso de energía acreditable, al cumplir con la cuota del artículo 150 bis de la LGSE, a otra empresa eléctrica para que cumpla con esta obligación. Esta alternativa es la que dispone el artículo 150 bis inciso 3º de la ley y que se concreta por la negociación bilateral de las partes.

Como se señaló en el capítulo anterior, el traspaso puede efectuarse junto a la venta de energía o se vende el atributo de ERNC por separado⁴⁴⁶.

Un ejemplo es la licitación realizada por Colbún S.A durante el período 2012-2013, en la que se adjudicó el contrato de venta de energía más el atributo ERNC al proyecto eólico Punta Palmares (de Acciona Chile), por una inyección de 123 GWh anuales durante 12 años. Asimismo, se adjudicó el contrato sólo por concepto de atributo ERNC a la central de biomasa Lautaro de 26 MW (de Comasa) por 100 GWh anuales por el mismo plazo⁴⁴⁷.

El precio del atributo depende de la oferta y demanda del mismo. Por ende, una sobreoferta de proyectos ERNC bajan su valor considerablemente, siendo este pago casi irrelevante. Esto es lo que se ha evidenciado durante el último tiempo⁴⁴⁸ según el Balance

⁴⁴³ PALMA, Rodrigo. B.; JIMENEZ, Guillermo. E.; ALARCON, Ignacio A. Op. Cit., 87p

⁴⁴⁴ GALAZ, Ramón., Alternativas de Comercialización Actuales en el Mercado Chileno. Op. Cit.

⁴⁴⁵ GREENMAX Sustainability & Finance, AF Mercados y Creara International. Op. Cit. 77p

⁴⁴⁶ PALMA, Rodrigo. B.; JIMENEZ, Guillermo. E.; ALARCON, Ignacio A.. Op Cit. 85p

⁴⁴⁷ GENERADORAS de Chile A.G, Desafíos Eléctricos para Chile, [En línea] En: Provexpo, Coquimbo, 2 de Octubre de 2013. <<http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Microsoft-PowerPoint-Seminario-La-Serena-RENE-MUGA-Sólo-lectura.pdf>> [consulta 17 de junio de 2014]

⁴⁴⁸ GREENMAX Sustainability & Finance; AF Mercados y Creara International. Op. Cit. 80p

Definitivo Anual que elabora el CDEC. El valor promedio del MWh de los trasposos de excedentes, fue de 5.779,74 pesos⁴⁴⁹.

Por esto es de importancia la determinación que efectúa el legislador par el porcentaje de la cuota y la cantidad de contratos afectos al certificado, de tal manera que se nivele a la oferta de certificados y que éstos tengan una incidencia positiva como incentivo (y fuente de ingreso).

e) Venta de Bonos de Carbono

En Protocolo de Kioto creó un mercado certificado de emisiones, o también llamados bonos de carbonos, denominado “Mecanismo de Desarrollo Limpio” (en adelante, MDL). Estos bonos (en adelante CER, por su sigla en inglés *Certified Emission Reduction*) acreditan la reducción de una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente de carbono, que efectúa un proyecto integrante de este mercado⁴⁵⁰.

Los CER sólo son emitidos por países en desarrollo, mientras que países pertenecientes al Anexo I los compran para cumplir con su compromiso de reducción de GEI.

Para participar como oferente de CERs se requiere de un Documento de Diseño de Proyecto (“*Project Design Document*”)⁴⁵¹, aprobado por la Autoridad Nacional Designada; que en Chile es el Ministerio de Medio Ambiente. Esta última ratifica la participación voluntaria de las partes y, que el proyecto contribuye al desarrollo sustentable del país⁴⁵².

Las transacciones también pueden recaer sobre reducciones de emisiones futuras, es decir, aun cuando no se han expedido los CERs. Evidentemente, éstos involucran un

⁴⁴⁹ CDEC-SING, Energías Renovables No Convencionales, Balance Anual ERNC Año 2013, 28 de Marzo de 2014.

⁴⁵⁰ No es un Sistema de Emisión Transable (ETS) porque en el MDL se transan reducciones de emisiones de GEI cuantificadas por proyecto, en cambio en ETS se transan derechos que determinan un límite de emisión para una empresa o entidad en particular. Fuente: Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile. Op Cit. Pp.22-23.

⁴⁵¹ El *Project Design Document* contiene una descripción general del proyecto, aplicación de la Línea Base, período de acreditación, metodología a aplicar, plan de monitoreo, estimación de gases de GEI, impactos ambientales, entre otros.

⁴⁵² Ministerio de Medio Ambiente, Aprobación Nacional de Proyectos de Mecanismos de Desarrollo de Limpio [En línea] Gobierno de Chile <<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-54756.html>> [consulta: 20 de junio de 2014]

mayor riesgo ante el fracaso de reducción o la no realización del proyecto⁴⁵³. A pesar de todo, ésta ha sido la modalidad más usada en contraposición de la transacción de certificados ya expedidos.

En Chile, las centrales eléctricas participantes se enmarcan en la categoría “Proyectos Regulares” o de “Gran Escala” y “Proyectos de Pequeña Escala” cuando la capacidad instalada es menor o igual a 15 MW. En ambas categorías se contempla la posibilidad estar conectadas a la red eléctrica⁴⁵⁴.

A diciembre del año 2012, los proyectos hidroeléctricos son los que mayormente cuentan con carta de aprobación; pero a partir del año 2010, hay una mayor certificación de proyectos eólicos, biomasa y fotovoltaicos⁴⁵⁵.

La venta de bonos de carbono se efectúa mediante un contrato que garantiza un precio mínimo ante un cierto margen de operación⁴⁵⁶, y el pago es anual en función de las toneladas de carbono equivalentes que se reducen en el sistema eléctrico. Según el “Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025, ERNC-Tecnologías Nuevas y Emergentes en Chile”, el ingreso por este concepto no supera el 10% del total⁴⁵⁷.

4.2.2 Libertad en el cumplimiento de la cuota obligatoria

El mecanismo de la Ley 20.257 se instaura como el método óptimo para no transgredir los principios de eficiencia, competencia del mercado y la libertad de emprendimiento⁴⁵⁸ de la ley eléctrica. Un sistema enfocado en cantidades de energía a producir (y no en el establecimiento del precio) otorga el espacio para que el desarrollador

⁴⁵³ *Ibíd.*

⁴⁵⁴ *Ibíd.*

⁴⁵⁵ Ministerio de Medio Ambiente, Proyectos que cuentan con carta de aprobación nacional entregada por la Autoridad Nacional Designada del MDL. [En línea] Gobierno de Chile. <<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-44977.html>> [consulta: 15 de junio de 2014]

⁴⁵⁶ LEIVA, Roberto. HERRERA Cynthia. BOLOCCO, Rafael. 2008. Estudio de Contribución de ERNC al SIC al 2025 – Informe Final, ERNC – Tecnologías Nuevas y Emergentes. [En línea] Universidad Técnica Federico Santa María. Chile. 60p. <http://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroy-3%2000028.pdf> [consulta: 17 de junio de 2014]

⁴⁵⁷ De acuerdo al “Estudio de contribución de ERNC al SIC al 2025, ERNC-Tecnologías Nuevas y Emergentes en Chile”, en el análisis de rentabilidad del caso estudio de la central Solar One, el ingreso por bono carbono es del 8,13% del total.

⁴⁵⁸ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2008. Historia de la Ley 20.257. Op Cit. 6p.

evalúe la forma de cumplir con la cuota dentro de un sistema de libre competencia, para que finalmente, el propio mercado eléctrico determine si el proyecto es costo-eficiente.

Este mecanismo presenta una cierta ambigüedad, porque es el único caso en el mundo que el control de la generación en base a ERNC se le entrega a las generadoras convencionales, a través de la siguiente dinámica: La mayor parte de las empresas eléctricas obligadas que se refiere el 150 bis de la LGSE son a base de energía convencional y, por tanto, decidirán la fórmula de cumplir, ya sea generando aquella porción con centrales propias, o la compran de terceros, pagan la multa⁴⁵⁹, o como se pretende en el futuro producto de la Ley 20/25, se someten a las licitaciones especiales.

En el fondo, la demanda de energía limpia representa la competencia de ésta misma en el mercado eléctrico. Problema que se agudiza cuando nos encontramos en un mercado oligopólico, que “pretende” ampliar la competencia con la entrada de nuevos actores.

Cabe preguntarse si este sistema es un incentivo para la entrada de otros; o más bien, amplía el espectro de generación de los que ya interactúan en el mercado, al contar con facultades de financiamiento para extender su capacidad de generación.

4.2.3 Neutralidad Tecnológica

Los precios estabilizados por tecnología se descartaron como política de incentivo principalmente como forma de allanarse al principio de neutralidad tecnológica de la LGSE, y respeto al principio de eficiencia. Entendiéndose que el proyecto que se incorpora al sistema eléctrico es aquél más competitivo, y por ende el más barato posible dadas las señales del precio del mercado; y así se evita la posibilidad de favorecer una tecnología por sobre la otra.

Tampoco se hizo diferenciación tecnológica en el trato de la obligación, porque así se incentivaría la diversificación de la matriz sin otorgar preferencias.

⁴⁵⁹ FUNDACIÓN Chile 21. 2009. Análisis de la Ley ERNC (20.257) [En línea] Santiago de Chile. <<http://www.chile21.cl/wp-content/uploads/2009/09/Analisis-de-la-Ley-ERNC.pdf>> [consulta: 20 de julio de 2014].

El problema surge cuando nos encontramos en un país con un alto potencial energético, que aun no ha sido explotado⁴⁶⁰, y que a su vez es diversificado en estas fuentes limpias. Evidentemente, cada energía primaria tiene sus propias limitantes (ver Anexo) y la neutralidad tecnológica del marco normativo evidencia el desarrollo de aquellas tecnologías que demuestran menores costos de operación como de inversión.

Por ejemplo, la energía geotérmica muestra un potencial técnico muy por debajo del potencial teórico, de 2.000 MW al año 2011⁴⁶¹; sus altos costos asociados a la exploración del recurso (y los plazos administrativos) han hecho que a la fecha aun no exista una central geotérmica en operación (sí en construcción, que es el Proyecto Cerro Pabellón); a pesar de ser un recurso que tiene un alto factor de planta que podría contribuir enormemente a la matriz de generación eléctrica.

La neutralidad tecnológica va a ser positiva siempre que la política energética del Estado decida qué recurso es el más conveniente explotar. Si lo deja en manos del mercado, puede que se lleven a cabo proyectos que a la larga incluso pueden ser ineficientes, o como señalan los mayores detractores de estas tecnologías renovables, “aquellas que puedan necesitar mayor energía de respaldo”.

El impulso para tecnologías incipientes, pero eficientes, como son la geotérmica y la biomasa, sólo queda en manos de otros mecanismos de fomento, como son los subsidios a la inversión, de preinversión, inversión, franquicias tributarias, entre otros.

Un mecanismo de precio estabilizado como los *feed-in tariff* podría haberse acomodado bien a la realidad nacional, considerando que el diseño de este instrumento involucra transparentar la metodología del cálculo de la tarifa, se hubiese evitado vulnerar los principios del mercado eléctrico en los cuales se respaldó el sistema de cuotas.

⁴⁶⁰ La disponibilidad de estos recursos a lo largo de nuestro país, hace pensar en decenas de centenas de miles de megawatts destinados a cada tecnología. Según el Ministerio de Energía, este “potencial teórico” podría traducirse en 16.000 MW para la geotermia, 30.000MW para la eólica, 228.000 MW para la solar, 240.000 MW para la energía de los océanos.

A estas “probabilidades” se le deben aplicar criterios de viabilidad técnica en cuanto al acceso de los recursos y el desarrollo tecnológico; y criterios económicos, marcados por la competitividad con otras fuentes y los costos de inversión. Pero considerando el potencial técnico, según los estudios de Christian Santana, para el año 2011 la energía geotérmica tendría un potencial 2000 MW, 15.000 MW para eólica, 100.000 para la solar y 1.000 MW para biomasa⁴⁶⁰.

⁴⁶¹ CLARO, Edmundo R., ARÍSTEGUI, Juan-Pablo S., TOMIC, Esteban. 2012. Op. Cit. 19p.

4.2.4 Ambigüedad en el Sistema de Certificados de Energía Renovable

Los certificados de energías renovables o REC son el instrumento de política más usado en la experiencia comparada cuando se implementa una meta obligatoria de energía renovable dirigida a la generación de electricidad⁴⁶². Los REC involucran un diseño exhaustivo del mecanismo, que permite finalmente que el certificado represente un bien comerciable para actores del mercado eléctrico e incluso para terceros.

El diseño nacional está muy lejos de lo anterior, partiendo porque no se ha incorporado a la normativa una definición de “certificado ERNC”.

El proyecto de Ley 20/20 original contemplaba un mecanismo de certificados transables (emitidos por CNE), como el instrumento regulatorio por excelencia para alcanzar meta del 20%.

Este sistema permitía a clientes libres, dueños ERNC, que no estuviesen conectados al sistema eléctrico, y a las comunidades rurales con proyectos renovables para fines de producción y electrificación, certificar aquella energía generada; y así vender “REC” a quienes lo necesitasen. Además, se propuso que las distribuidoras a clientes regulados también podían comprarlos para después ser vendidos a las empresas eléctricas⁴⁶³.

Estas propuestas, identificadas como incentivos positivos a la comercialización, fueron arduamente impulsadas por los Senadores Horvath y Orpis, e incluso contaban con la aprobación del Ministro de Energía de aquel entonces, Jaime Ranieri.

Las indicaciones a la primera presentación de la Comisión de Minería y Energía presentaban un sistema completo de acreditación de certificados, muy similar a los REC de Estados Unidos. La propuesta contemplaba definiciones conceptuales, aclaración de contenidos mínimos del certificado, forma de creación, plazos de vigencia, forma de rendición para la acreditación, entre otros⁴⁶⁴. Evidentemente la propuesta no prosperó y durante el Segundo Informe de la Comisión de Minería y Energía comenzó a sonar con más fuerza un incentivo a través de un precio estabilizado, mediante licitaciones.

⁴⁶² PRODUCTIVITY Commission. Op cit. 23p.

⁴⁶³ BIBLIOTECA Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Op Cit. 22-23pp.

⁴⁶⁴ *Ibíd.* 68p.

A pesar de no tener un concepto claro de nuestros certificados, a base de la costumbre desde la entrada en vigencia de la Ley 20.257 y de las últimas modificaciones a la Ley Eléctrica, “atributo ERNC” es un símil del certificado desligado (es decir, sin la venta de energía eléctrica). Éste es equivalente a la cantidad de energía neta que tiene un generador ERNC excedentario, el cual tendrá libre disposición para venderlo.

Cuestión paradójica es que la Ley 20.571 que “Regula el Pago de Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales”, otorga más información acerca del concepto de certificado⁴⁶⁵ al agregar los artículos 149 bis, 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies al DFL N°4.

El artículo 149 quáter menciona el concepto de certificado, dando mayores detalles de algunas de sus características pero nos los define; el cual dispone:

“Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.”

Con dicho fin, anualmente, y cada vez que sea solicitado, la respectiva concesionaria de servicio público de distribución remitirá al cliente un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios de generación renovables no convencionales. Copia de dicho certificado será remitida a las Direcciones de Peajes de los CDEC para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso sexto del artículo 150 bis. Mensualmente, y conjuntamente con cada facturación, la concesionaria deberá informar al cliente el monto agregado de inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado a que se refiere este inciso.

El certificado de inyecciones leídas constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis, por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. El reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.”

Con la Ley 20.571 se compensa parte de la idea originaria de la Ley 20/25, de poder abrir la creación de certificados a los generadores residenciales que se encontrasen en

⁴⁶⁵ CHILE. Ministerio de Energía. Ley 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. 22 de marzo del año 2012.

zonas rurales. Pero los certificados del artículo 149 quáter son emitidos por la concesionaria de distribución, a diferencia de lo contemplado en el artículo 150 bis y 150 ter, que son emitidos por la Dirección de Peajes.

Todos los traspasos de excedentes se hacen entre actores asociados a la generación eléctrica. Actualmente, las empresas eléctricas conectadas al SIC y SING y los medios de generación que cumplan con las condiciones que establece la ley (con capacidad instalada menor a 100 MW) conectados a la red de distribución.

El precio por el certificado es convenido por las partes en cada contrato. Sin perjuicio de que los CDEC puedan calcular el precio promedio del megawatt-hora por concepto de traspaso en el Balance Anual ERNC Definitivo. Sin embargo, con el nuevo sistema de licitaciones ERNC, el CDEC deberá hacer una liquidación mensual del balance de la energía ERNC inyectada, que en caso que se supere a la cantidad del bloque licitado, dicho excedente que se convierte en certificado, se valoriza a costo marginal.

El sistema chileno dista mucho de ser un Mercado de REC como se han implementado en sistemas comparados, sobre todo en materias de publicidad. La forma en los traspasos son registrados por los CDEC, no permite publicar información sobre el tipo de energía renovable que es comprada.

4.2.5 Incertidumbre en el Sistema de Licitaciones ERNC

Las licitaciones subsidiarias para ERNC que implementó la Ley 20.698, fueron pensadas para llevarse a cabo desde el año 2015, con la condición de que haya entrado en vigencia el correspondiente Reglamento que determine las bases de licitación; en caso contrario se postergará para el año siguiente.

Dicho documento aun no se ha dictado, por ende, la tardanza de la regulación va a marcar la incertidumbre de nuevos actores, sobre todo en materias de alto carácter técnico, retrasa las proyecciones de nuevos o existentes actores de ERNC.

4.3 Análisis de efectividad de los instrumentos de promoción

Los objetivos impuestos por países en desarrollo, buscan en general, un mejor acceso a la energía y un mayor desarrollo social - económico, mientras que en países desarrollados se enfocan en la seguridad del suministro y el respeto al medio ambiente⁴⁶⁶.

En el caso de Chile es difícil identificar objetivos bien definidos, debido a que la Ley 20.257 y la Ley 20.698, más bien son parte a la iniciativa “espontánea” del Ejecutivo y el Parlamento al impulsarse fuera del marco de una agenda energética estatal, incluso algunos las catalogan como una respuesta a la falta de definición pública en el sector energético⁴⁶⁷.

Muchas de las decisiones que definen el sistema de promoción en ambas leyes, se tomaron durante la discusión parlamentaria, lo que se traduce más bien en un contexto político, que en una mirada que técnica, y que hoy en día explica el sistema híbrido de instrumentos con que contamos actualmente.

Por ejemplo, la moción legislativa de la Ley 20.698 proponía un porcentaje de 20% al año 2020, al igual que el estudio de la CCTP; en cambio, el poder Ejecutivo se oponía proponiendo uno más bajo, apoyándose en el estudio de CADE que sostenía un 15% al 2025. Aunque otros estudios presentados sostenían que el guarismo original era viable, la decisión final pasa por alto una meta más agresiva.

Sin embargo, la efectividad es evaluable si se observan los objetivos planteados al ingresar el Proyecto de Ley al Congreso. Sobre todo en el caso de la Ley 20.257 porque en vista del corto período de vigencia de la Ley 20.698 (y que se apoyó en la primera) es difícil de evaluar.

⁴⁶⁶ IPCC. 2011. Fuentes de Energía Renovables y Mitigación del Cambio Climático – Resumen para Responsables de Políticas y Resumen Técnico [En línea] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. 24p. <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf> [consulta: 13 de abril de 2014]

⁴⁶⁷ORPIS, Jaime. La Energía en Chile: La visión debe ser de largo plazo. [En línea] En: Seminario “Contribución de las Energías Renovables No Convencionales en el Desarrollo Minero Sustentable”, 5 de septiembre de 2012. SONAMI. Santiago de Chile, <<http://www.sonami.cl/files/presentaciones/543/03.-%20LA%20ENERGIA%20EN%20CHILE-LA%20VISION%20DEBE%20SER%20DE%20LARGO%20PLAZO.pdf>> [consulta: 20 de julio de 2014]

4.3.1 Objetivos de la Ley 20.257

El Mensaje del Ejecutivo, por el cual se inicia la tramitación de la Ley 20.257, señala: “mediante la presente iniciativa legal, se pretende crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando el desarrollo del mercado; eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología”⁴⁶⁸.

Los tres objetivos están relacionados con el desarrollo propio de las ERNC en el sistema eléctrico (mas no mencionan un posible aporte a los principales ejes del sector eléctrico planteados en el Capítulo I).

1. “Crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando el desarrollo del mercado”.

La pretensión era atraer nuevas inversiones en estas tecnologías que de no haber existido esta ley, el mismo proceso hubiese demorado más tiempo.

Según el estudio “Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno”, del Ministerio de Energía y la GIZ, señala que “aun cuando es probable que el aumento de la capacidad instalada en ERNC es consecuencia de una suma de factores, luego de la promulgación de la Ley 20.257, se aprecia un cambio de tendencia en la participación relativa en el país, la cual se situaba más o menos estable dentro del 2,5% antes de la ley”⁴⁶⁹. La capacidad instalada de ERNC experimenta un despegue en los años 2008 y 2009, sobre todo en proyectos eólicos⁴⁷⁰.

2. “Eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan”

El objetivo es poco claro porque no concuerda con la naturaleza del instrumento implementado por la Ley ERNC.

En primer término, el proceso de transformación tecnológica tiene distintas etapas (cada una con barreras de entradas en particular) “desde el origen de las ideas hasta la

⁴⁶⁸ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2008. Historia de la Ley 20.257. Op. Cit.. 6p.

⁴⁶⁹ MINISTERIO de Energía, División Energías Renovables y GIZ; Centro de Energía Universidad de Chile. 2012. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno - Documento Complementario 2012 [En línea] Santiago de Chile. 12p. <http://antiguo.minenergia.cl/downloads/libros/complementario_final_web.pdf> [consulta: 3 de julio de 2014]

⁴⁷⁰ Ibíd. 53p.

saturación y reemplazo de una tecnología, incluyendo: i) invención; ii) innovación; iii) comercialización en mercados nichos; iv) difusión y finalmente, v) saturación y sustitución⁴⁷¹.

En este sentido restringido la etapa de la innovación se define como el “proceso de poner las ideas en práctica a través de investigación y desarrollo aplicado”⁴⁷². Esta presenta barreras de entrada de tipo “empuje tecnológico”, asociadas al limitado acceso al financiamiento, falta de capital humano capacitado, de información técnica y el escaso financiamiento público para investigación y desarrollo⁴⁷³. En cuanto a esto último, se refleja de sobremana en la evaluación de recursos disponibles para tecnologías que no sean la hidráulica o la biomasa forestal⁴⁷⁴.

La información para cuantificar el potencial de un recurso se encuentra en estudios aislados (y escasos) que muchas veces no dicen relación con las áreas donde el desarrollador tiene la idea de explotar una central. Por lo que el mismo desarrollador deberá llevar a cabo su propio estudio aumentando el costo de la inversión en tiempo y recursos⁴⁷⁵.

En rigor, la Ley 20.257 no viene a superar esta barrera de entrada de forma directa. En general, los sistemas de cuotas se implementan para mitigar barreras de “arrastre de mercado”, que se refieren a la comercialización y difusión en el mercado eléctrico⁴⁷⁶. Pero subsidiariamente se puede avanzar en este aspecto atendido a una entrada más acelerada de este tipo de tecnologías que entusiasme a quienes financian y apoyan la innovación, proviniendo no sólo de fondos públicos sino también de los privados⁴⁷⁷.

La investigación, desarrollo e innovación son materias con poco desarrollo en nuestro país; pero sin duda tienen una gran proyección, que no sólo un impulso a las energías limpias, sino que abren nuevos mercados, crean nuevos empleos, carreras técnicas y universitarias⁴⁷⁸, y en general son otra forma de aprovechar un nuevo nicho a partir de las ERNC.

⁴⁷¹ CLARO, Edmundo R., ARÍSTEGUI, Juan-Pablo S., TOMIC, Esteban. Op Cit. 15p.

⁴⁷² *Ibíd.* 16p.

⁴⁷³ *Ibíd.*

⁴⁷⁴ *Ibíd.* 30p.

⁴⁷⁵ *Ibíd.* 31p.

⁴⁷⁶ CLARO, Edmundo R., ARÍSTEGUI, Juan-Pablo S., TOMIC, Esteban. Op. Cit.16p.

⁴⁷⁷ JIMENEZ, Susana. Op. Cit. 56p.

⁴⁷⁸ *Ibíd.* 32p.

Un programa impulsado en esta línea es el Fondo de Fomento al Desarrollo Científico y Tecnológico, órgano dependiente de la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología (CONICYT), que “tiene como objetivo aumentar la competitividad del país a través del apoyo a la realización de proyectos de tecnología aplicada, desarrollos precompetitivos y transferencia tecnológica”. Además, realizan concursos de Investigación y Desarrollo (I+D) que consisten en entregar financiamiento a universidades, centros de investigación sin fines de lucro para desarrollar proyectos de innovación en ERNC que pueden realizar junto a empresas⁴⁷⁹.

3. “Generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología”.

La confianza en las ERNC significa que sean vistas por sus posibles desarrolladores como alternativa viable de ingreso, de manera tal que puedan mantenerse como una comercializadora más y competir con otras tecnologías convencionales.

Cuando se quiere generar confianza en el mercado, se intenta “tirar”, “impulsar” o “aumentar” la demanda (“*demand-pull*”) por estas tecnologías, a través del levantamiento de barreras de “arrastre de mercado” propias de las etapas de comercialización y difusión de las ERNC⁴⁸⁰. Esto se viene a solucionar a través de los instrumentos regulatorios como los FIT`s, cuotas, subastas, e incluso con los precios al carbono.

Resulta controvertido que a pesar de las históricas barreras de entrada relacionadas con la estabilidad en el precio de la electricidad, se haya seguido la línea de la incertidumbre de precio en las ERNC como la mejor alternativa para “crear confianza” disminuyendo su capital de riesgo.

Representantes del sector señalan a los sistema de primas como las principales medidas para superar la esta incertidumbre, sobre todo para proyectos eólicos y solares. Asimismo, señalan otros mecanismos como pagos mínimos en el mercado spot, pagos especiales por potencia para ERNC por medio de fondos conjuntos, entre otros⁴⁸¹.

Al haber ingresado mayor cantidad de proyectos ERNC, la Ley ha generado aquél escenario de confianza para que nuevos desarrolladores opten por las ERNC. Sin perjuicio

⁴⁷⁹ JIMENEZ, Susana. Op. Cit. 39p.

⁴⁸⁰ *Ibíd.* 16p.

⁴⁸¹ CLARO, Edmundo R., ARÍSTEGUI, Juan-Pablo S., TOMIC, Esteban. Op. Cit. 40-43pp.

de que los altos precios del mercado spot han mitigado la brecha respecto a las energías convencionales, finalmente se cubren los costos de la inversión con un mercado totalmente variable.

4.3.2 Objetivo de la Ley 20.698 y sus desafíos regulatorios

La moción parlamentaria señaló como objetivo darle certeza jurídica a la meta del 20% de ERNC en el sistema eléctrico para el año 2020, que meses antes se había anunciado por el Presidente de la República, además de ampliar el sistema promoción hacia otros clientes⁴⁸².

En el fondo, lo principal es establecer una meta más agresiva, por lo que los objetivos de la ley anterior se mantienen e intensifican. Por lo tanto, en razón de que se mantienen gran parte de las barreras de entrada en el mercado eléctrico para las ERNC, se necesita de iniciativas que paulatinamente se desarrollen con el fin de perfeccionar el avance en el desarrollo de proyectos.

A no muchos años de la entrada en vigencia de la Ley 20.698, la política pública se enfrenta a desafíos regulatorios puntuales.

Al respecto, Alfredo Solar, Presidente de ACERA, señala que (...) “hasta el momento y en tanto no cambien aspectos fundamentales de la actual normativa, el desarrollo de la matriz eléctrica está lejos de obedecer a un óptimo social y evoluciona en función de las rentabilidades individuales de cada uno de los actores privados que participan de este difícil mercado de la generación. En consecuencia, veremos un crecimiento importante pero limitado de las energías renovables en Chile”.

Las limitaciones existentes, son administrativos y comerciales, de los cuales gran parte requieren del perfeccionamiento de la legislación y regulación.

⁴⁸² Como se mencionó en el Capítulo III, se ampliaría la comercialización de certificados ERNC a clientes libres no conectados a la red y localidades rurales, de certificar este atributo para así comercializarlo con empresas eléctricas sujetas a la obligación. A su vez, las empresas de distribución podrían comprarlos para así poder comercializarlos con aquellas obligadas.

a) Financiamiento de Proyectos ERNC

El financiamiento de un proyecto en Chile se apoya básicamente en préstamos de grandes corporaciones que cuentan con una calidad crediticia elevada. El problema es que pequeños promotores no tienen la solvencia para afrontar el volumen de deuda del proyecto con garantía de su balance⁴⁸³.

Por otro lado, la estructura crediticia de los bancos locales no se ajusta a las características propias que un proyecto ERNC ofrece. En primer lugar, están los largos plazos que requieren estos proyectos para comenzar a generar ingresos que representen rentabilidad; por otro lado, la banca privada valora el riesgo del patrocinador en lugar del riesgo del proyecto. Riesgos que finalmente son gestionables por medio de contratos, como aquellos asociados a la construcción o al recurso mismo.

Asimismo, los bancos exigen que el proyecto de antemano tenga su energía totalmente comprometida en el largo plazo a través de un contrato (PPA), que refleje estabilidad en el ingreso y ostensiblemente se garantice que la inversión sea cubierta.

El elemento jurídico de esta barrera está en que la legislación no contempla tipos financieros para proyectos de este tipo, como la metodología del “*Project Finance*” de forma masiva. Para obtenerla, se requiere de una estructura contractual relativamente compleja, que demanda gran compromiso de la administración del proyecto⁴⁸⁴.

La modalidad del *Project Finance* consiste en que el acreedor obtiene el pago de su crédito en principio, con los flujos de efectivo y demás ingresos del proyecto. Los activos, derechos, e intereses del mismo se toman como garantía. Por ende, este conjunto funciona como unidad económica rentable⁴⁸⁵ que pueden cubrir una porción del proyecto entre el 50% al 80%.

⁴⁸³ GREENMAX Sustainability & Finance, AF Mercados, Creara International. Op. Cit.

⁴⁸⁴ *Ibíd.*

⁴⁸⁵ PINZÓN, GUSTAVO, M., RODRIGUEZ, JAVIER. S. *Project Finance*. [En línea] Trabajo de Grado para optar al título de abogado. Facultad de Derecho y Ciencias Jurídicas, Departamento de Derecho Económico, Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá Colombia, 2000.
<<http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/derecho/dere2/Tesis18.pdf>> [consulta: 17 de junio de 2014]

En el *Project Finance*, se norma y limita la libre disposición de los flujos de caja del proyecto, así como la posibilidad de venta y/o pérdida de control del mismo⁴⁸⁶.

El financiamiento a través del “*project finance*” se asocia a grandes proyectos productivos, por lo que no se concibe financiar proyectos eléctricos de pequeña escala (< 3MW) dados los costos fijos involucrados. Actualmente, independiente del tamaño del proyecto es necesario contar con conocimientos financieros, de ingeniería, buenas relaciones con los bancos y una mayor madurez del mercado⁴⁸⁷.

La modalidad ha sido buscada por algunos bancos para apoyar proyectos ERNC, como el Banco Bice⁴⁸⁸, organismos internacionales como el “*International Finance Corporation*” (IFC) -relacionada al Banco Mundial- han apoyado en su mayoría, proyectos de mini hidráulicas, aunque últimamente ha cobrado fuerza en el financiamiento de proyectos eólicos⁴⁸⁹.

Cabe destacar que algunos proyectos han podido obtener financiamiento sin un PPA previo, como el parque eólico San Pedro en Chiloé que contó con esta operación crediticia estructurada por el Banco Santander y en la que participaron además el Banco Bice, Security y CorpBanca.

⁴⁸⁶ VIOLIC, Rodrigo., Entorno Económico y Financiero para el Desarrollo de las Energías Renovables – Financiamiento de Proyectos de ERNC en Chile En: IV Encuentro de Energías Renovables, Centro de Energías Renovables, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 10 de mayo 2012. <http://cer.gob.cl/archivos/sestoencuentro/m4/RodrigoViolic_presentacion_vi_encuentro.pdf> [consulta 15 de junio de 2014]

⁴⁸⁷ PROGRAMA Chile Sustentable. 2011. Análisis de Barreras para el Desarrollo de Energías Renovables No Convencionales, [En línea] 12p. <http://www.chilesustentable.net/wp-content/plugins/downloads-manager/upload/Barreras_ERNC_nov2011.pdf> [consulta: 17 de junio de 2014]

⁴⁸⁸ *Ibíd.*

⁴⁸⁹ BASE, POCH Ambiental. 2002. Diagnóstico, Análisis De Modelos De Financiamiento y Recomendaciones De Coberturas y/o Instrumentos De Mitigación De Riesgo Para Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) En Chile - Informe Final para Ministerio de Minería. 32p.

b) Conexión al Sistema Transmisión

Un generador renovable puede conectarse a la red de distribución cuando su potencia instalada es menor o igual a 9 MW (PMGD); o en su caso, centrales a ERNC que son mayores a este rango, deben conectarse los sistemas de transmisión⁴⁹⁰.

La conexión a las líneas de transmisión ha pasado a ser una barrera de entrada tanto por motivos económicos como de accesibilidad. Las ERNC se sitúan donde se encuentra el recurso, por lo que generalmente se encuentran en zonas alejadas a las redes de transmisión. Esto puede resultar bastante caro en virtud de que la ley establece que las instalaciones de transmisión entre la central de generación y el sistema, son de responsabilidad y costo de los propietarios del proyecto de generación⁴⁹¹.

El ex Ministro de Energía, Jorge Bunster, enfatizó que uno de los desafíos ante la Ley 20/25 radica en “contar con inversiones necesarias para el desarrollo no solo de la generación basada en ERNC, sino también en conectividad para que esas fuentes puedan acceder a un sistema de redes robusto y confiable”. Advirtió al respecto: “Debemos garantizar que la integración de las energías renovables al sistema se realice sin perjudicar la seguridad y la calidad del servicio en el sistema de transmisión y distribución debido a la intermitencia y la menor predictibilidad de algunos de estos recursos y estar atentos al manejo de la incertidumbre en la etapa de planificación del crecimiento de la oferta y a los efectos en el sistema de transmisión”⁴⁹².

La expansión del sistema troncal y de sus ramales es más lenta en relación al crecimiento de la demanda y el desarrollo de proyectos ERNC, por lo que la congestión del

⁴⁹⁰ Los sistemas de transmisión son instalaciones que permiten transportar energía eléctrica con niveles de tensión entre 23 y 500 kilovoltios (kV) . En nuestro país se dividen en tres tipos: transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional, cada uno regulado en la LGSE en los artículos 74, 75 y 76 respectivamente.

El régimen regulatorio establece para los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión el acceso abierto bajo condiciones técnicas y económicas . Sin embargo, las empresas eléctricas que inyecten y efectúen retiros de energía y potencia, deben pagar una remuneración por el ingreso tarifario y por peajes, en conformidad a los artículos 78 y 80 de la LGSE.

⁴⁹¹ GREENMAX Sustainability & Finance, AF Mercados y Creara International. Op. Cit. 77p

⁴⁹² Los Pendientes que deja la Promulgación de la Ley 20/25. [En línea] Ruta de la Sustentabilidad, La Segunda, miércoles 30 de octubre de 2013, 5p. <http://www.lasegunda.com/especiales/sustentabilidad/octubre_2013.pdf> [consulta: 20 de junio de 2014]

sistema de transmisión en diferentes puntos de conexión en el corto y mediano plazo es un problema inminente⁴⁹³.

Esta expansión está relacionada con la agilidad de los procesos administrativos para llevarse a cabo. La tramitación de concesiones eléctricas pueden ser de 2 a 3 años, que exceden de sobremanera los plazos establecidos en la Ley, que son de 120 días⁴⁹⁴. Asimismo, ocurre con la obtención de servidumbres de terrenos por donde pasará la línea, son largos períodos de negociación entre los involucrados, que no solo retrasan la puesta en marcha de una central, sino también provocar la retirada del proyecto⁴⁹⁵.

En respuesta a esta problemática el 11 de abril de 2012, se envió el Proyecto de Ley “Procedimiento para las Concesiones Eléctricas”, que en el marco del desarrollo de las ERNC y de la adaptación del sistema a la nueva capacidad instalada de estas energías, pretendía que “nuestra institucionalidad debe estar preparada con procedimientos adecuados y expeditos, que cautelen los derechos de todos los actores involucrados”⁴⁹⁶.

La iniciativa se concreta con la Ley 20.701 que entró en vigencia el 14 de Octubre de 2013, y que simplifica los procedimientos y reduce los plazos totales a la mitad de lo que era en práctica (a un máximo de 495 días).

Otro desafío ante la Ley 20/25 es la definición de una ruta de las nuevas líneas de transmisión, con un diseño de largo plazo y sustentabilidad.

Muchos proyectos llegan a ser inviables económicamente en forma individual⁴⁹⁷, porque al estar alejados de la red deben instalar su propia línea de transmisión. El llamado es a la implementación de polos de generación con tal de reducir el costo del de la inversión y el impacto ambiental que estas líneas generan en el paisaje.

La CADE propuso “mayores holguras” en los sistemas de transmisión para conectar estos proyectos, además de propiciar corredores adicionales⁴⁹⁸. La idea es que se puedan

⁴⁹³FINAT, Carlos. Experiencia y visión de las energías renovables y eficiencia energética en Chile - Construyendo una matriz energética sustentable sobre la base de la Ley 20/25. ACERA. Santiago de Chile. Octubre de 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/11/2013-10-17-ACERA-V1.pdf>> [consulta: 20 de junio de 2014]

⁴⁹⁴ Ibíd.

⁴⁹⁵ GREENMAX Sustainability & Finance, AF Mercados y Creara International. Op. Cit. 71p.

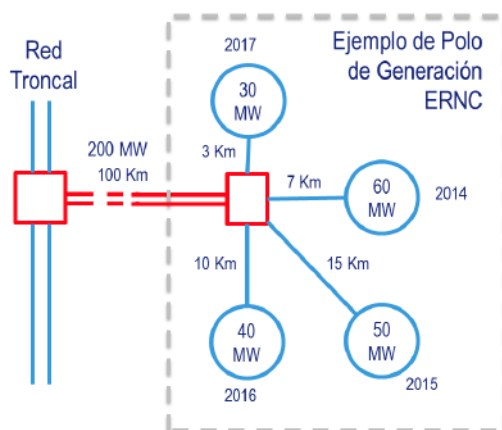
⁴⁹⁶ BIBLIOTECA del Congreso Nacional. 2013. Historia de la Ley 20.751, Regula el pago de las generadoras residenciales. Chile. 11p.

⁴⁹⁷PROGRAMA Chile Sustentable. Op Cit. 13p.

⁴⁹⁸ COMISIÓN Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Op. Cit. 164p.

conectar diferentes centrales al sistema troncal más de 100 MW a una línea de 220 kV de tensión, en distintas fechas de puestas en marcha⁴⁹⁹, como se visualiza en la siguiente imagen.

Imagen N°1



La Ley Corta I introdujo a la LGSE un sistema troncal planificado en forma centralizada mediante un Estudio de Transmisión Troncal (ETT). El ETT se realiza cada cuatro años y los supuestos que le dan origen se revisan anualmente, culminando con la dictación de un decreto de expansión troncal que define las instalaciones que debieran ampliarse y construirse dentro de un plazo acotado.

Sin embargo, los plazos son muy reducidos ante el retraso administrativo y la judicialización de proyectos. Igualmente el sistema de transmisión troncal presenta problemas de congestión y debilidades que ponen en riesgo el ingreso de centrales, sobre todo en el SIC.

Según al CCTP, es necesario un rol más activo del Estado para una planificación estratégica y un diseño de expansión acorde a las necesidades de diversificación y sustentabilidad de la matriz eléctrica⁵⁰⁰.

⁴⁹⁹AHUMADA, Erik. Sistema de Transmisión para Ley 20/25. [En línea] Transelec. En: La Ley 20/25 Una Nueva Visión para las ERNC en Chile. Seminario ACERA. Santiago de Chile 20 de Octubre de 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/10/Erick-Ahumada.pdf>> [consulta: 20 de junio de 2014]

⁵⁰⁰ COMISION Ciudadana Técnica Parlamentaria. Op. Cit. 59p.

El gobierno anterior inició el Proyecto de Ley que Regula la Carretera Eléctrica⁵⁰¹ con el objeto de que el Estado tuviese un rol activo en la planificación de nuevas líneas, con holguras que consideren el interés nacional (y no sólo las estimaciones de generación y consumo del sector privado), la definición del trazado de estas líneas con anticipación a la licitación de su construcción y operación, evaluaciones ambientales respectivas y la participación ciudadana para su validación. En cuanto a los ETT, la expansión troncal se denominaría “instalación de utilidad pública”, con la que se ampliarían los períodos de planificación de 10 a 20 años como mínimo y se extenderían instalaciones troncales para la conexión de zonas de generación y consumo⁵⁰².

El proyecto de la Carretera Eléctrica fue criticado por no dar señales claras respecto a las holguras. Se decía que eran demasiado abiertas y ausentes de parámetros de determinación objetivos. Tampoco se sabía si se refería sólo a líneas troncales o significarían líneas secundarias, dado que las primeras sólo permiten la transmisión en 220 kV dejándose afuera las ERNC que normalmente se integran entre los 23 kV y los 110kV⁵⁰³.

El proyecto se consideró beneficioso sólo para grandes proyectos de generación y se le denominó por parte de sus detractores (principalmente ambientalistas), un “traje a la medida a Hidroaysén”⁵⁰⁴.

El Gobierno de Michelle Bachelet se desistió públicamente de la iniciativa legal, en razón de que durante el año 2014 prepararía un nuevo proyecto de ley para ser presentado el primer semestre de 2015 con el objeto de otorgar un nuevo marco regulatorio para el transporte de energía (que involucra los tres sistemas de transmisión)⁵⁰⁵. Este se llevaría a cabo a través de un proceso participativo de discusión sobre el “Futuro de la Red de Transmisión” de la Comisión Nacional de Energía y la Pontificia Universidad Católica de Chile.

⁵⁰¹ Mensaje N° 201-360. De S.E. El Presidente De La República, Con el que inicia un Proyecto de Ley Que Regula La Carretera Eléctrica, 12 de agosto de 2012.

⁵⁰² LAGOS, Jorge; LE BLANC Arturo; AHUMADA, Erik. Proyecto de Ley “Carretera Eléctrica” de Transmisión. [En línea] Transelec, Chile, 10 de diciembre de 2012. <<http://www.ingenieros.cl/wp-content/uploads/2013/01/Ver-Presentacion-Transelec-Carretera-Elctrica-Senado.pdf>> [consulta: 20 de junio de 2014]

⁵⁰³ WEISNER Rodrigo. Proyecto de Ley Carretera Eléctrica: señales confusas para el mercado. [En línea] Revista Electricidad, miércoles 6 de noviembre, 2013. <<http://www.revistaei.cl/columnas/proyecto-de-ley-de-carretera-electrica-senales-confusas-para-el-mercado/>> [consulta 20 de junio de 2014]

⁵⁰⁴ ASTUDILLO Antonio. El Proyecto con que el gobierno reemplazará la Carretera Eléctrica., La Tercera en Internet, 02/06/2014. <<http://www.latercera.com/noticia/negocios/2014/06/655-580664-9-el-proyecto-con-que-el-gobierno-reemplazara-la-carretera-electrica.shtml>> [consulta: 23 de junio de 2014]

⁵⁰⁵ MINISTERIO de Energía. 2014. Agenda de Energía- Un Desafío País, Progreso Para Todos. Op. Cit. 59p

El 11 de agosto de 2015, fue ingresado el Proyecto de Ley a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados.

c) Adecuación del funcionamiento de los CDEC

La adecuación de los procedimientos de los CDEC es necesaria ante la creciente participación de las energías limpias, particularmente en el SIC⁵⁰⁶. A pesar del nuevo Reglamento de los CDEC, todavía quedan pendientes áreas para que su funcionamiento sea óptimo con la entrada de nuevas tecnologías.

La idea es que su funcionamiento sea parte de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS) para que se cumpla cabalmente con el mandato de la LGSE, en cuanto a la operación económicamente óptima y con los niveles de seguridad para las ERNC y convencionales.

La Agenda Energética del Gobierno propone la emisión de una norma técnica de la Comisión Nacional de Energía para adecuar los esquemas operacionales del SING y SIC dotándolos de mayor flexibilidad para una incorporación eficiente y segura de las ERNC a los sistemas eléctricos. Señala que se revisarán los parámetros para el despacho de centrales térmicas, el control automático de generación y pronósticos de generación ERNC⁵⁰⁷.

d) Incompatibilidad con Concesiones Mineras

El yacimiento minero se encuentra bajo tierra, mientras que el generador en la superficie. Sin embargo, esta armonía no resiste cuando derechos relacionados a la concesión minera, como servidumbres, ponen en jaque la instalación de centrales eólicas o paneles solares⁵⁰⁸ (sobre todo en el Norte Grande).

⁵⁰⁶ Los Pendientes que deja la Promulgación de la Ley 20/25. Op. Cit. 4p.

⁵⁰⁷ MINISTERIO de Energía, Agenda de Energía- Un Desafío País, Progreso Para Todos. Op. Cit. 60p.

⁵⁰⁸ GOMEZ, Daniel. Minería y ERNC: Amenazados por convivencia. [En línea] Qué Pasa Minería, 16 de marzo 2014. <<http://www.quepasamineria.cl/index.php/galerias/item/2761-amenazados-por-convivencia>> [consulta 23 de junio de 2014]

Durante los últimos años ha habido un explosivo aumento de solicitudes de concesión minera en el país con un fin especulativo, y que no está relacionado con el interés de exploración o explotación en el área minera⁵⁰⁹. Los privados constituyen propiedad minera en medio del desarrollo de un proyecto de generación ERNC (o de otro tipo) para luego pedir compensaciones a cambio de dar su autorización a la construcción de la obra⁵¹⁰.

Esta ha sido la práctica habitual de los mismos actores del sector energético. Representantes de firmas eólicas y solares, se han visto obligados a “transformarse en pequeños mineros”, debiendo utilizar esta misma vía a su favor⁵¹¹. Por otro lado, bancos han rechazado solicitudes de inversión de empresas energéticas, mientras no cuenten con pertenencias mineras constituidas.

No sólo se forma una barrera por un vacío legal, sino que se masifica por la publicidad de proyectos de ERNC en desarrollo. Un especulador ingresa al sitio web del SEIA para conocer las áreas de desarrollo del proyecto, y verifica en el del Sernageomin si ya se ha constituido una concesión.

e) Aprobación de Reglamentos

La dictación de ciertos reglamentos es fundamental para que rijan nuevos procesos introducidos por las últimas leyes publicadas. Por ejemplo, el Reglamento de la Ley 20/25 que regula las bases para el nuevo sistema de licitaciones que debió dictarse dentro de 90 días de la publicación de la Ley.

Dentro de los Reglamentos pendientes, que se encuentran relacionados con las ERNC son las modificaciones al Reglamento de la Ley Eléctrica en materia de Concesiones, que está estrictamente vinculada con los proyectos de generación, al Reglamento de Licitaciones, al Reglamento de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y un

⁵⁰⁹ ORELLANA, Gustavo. Gobierno alista plan para frenar explosivo aumento de solicitudes de concesión minera. [En línea] Pulso, 15 de octubre de 2013. <<http://www.pulso.cl/noticia/empresa-mercado/empresa/2013/10/11-31531-9-gobierno-alista-plan-para-frenar-explosivo-aumento-de-solicitudes-de-concesion.shtml>> [consulta 20 de junio de 2014]

⁵¹⁰ GÓMEZ, Daniel. Op. cit.

⁵¹¹ ibíd.

Nuevo Reglamento para los otros medios ERNC que regule el artículo 225 letra aa) número⁵¹².

Asimismo, a medida que se avanza en la concreción de los objetivos propuestos en la Agenda Energética del año 2014, de los cuales (cinco de once) ya son ley, los especialistas del sector señalan que “el mayor reto está hoy en la elaboración de los reglamentos de las leyes aprobadas”⁵¹³.

f) Licitación de Terrenos Fiscales y Ordenamiento Territorial.

Gran oposición han generado las adjudicaciones fiscales mediante procesos de licitación pública para terrenos de uso oneroso que ha realizado el Ministerio de Bienes Nacionales.

En diciembre de 2013, se abrió un proceso para terrenos en el SING, que “deja entrever el interés saliente del Gobierno por promover proyectos de generación eléctrica con una evidente inclinación termoeléctrica”. Esto, debido a que sus características coinciden con las propiedades de estas centrales, como su extensión (150 hectáreas), potencia instalada exigida (350 MW) y se emplazan en zona costera, ideal porque necesitan agua para el enfriamiento de condensadores⁵¹⁴.

No obstante, con anterioridad a estos llamados se realizaron licitaciones para generación eólica en la zona de Sierra Gorda y Calama, pero de extensiones bastante menor⁵¹⁵.

En la opinión de Carlos Finat, este tipo de conflictos de intereses que se materializan en la judicialización de proyectos de energía convencional, invita a formular una

⁵¹² MINISTERIO de Energía. Agenda de Energía-Desafío País Progresos para Todos. Op. Cit. 90-91pp.

⁵¹³ Revista Electricidad. “El tren legislativo no para”. [En línea] Septiembre de 2016. <https://issuu.com/revistamch/docs/elec_198/1> consulta: 23 de septiembre de 2016]. 3p.

⁵¹⁴ ALDAY, Marcela. Licitación de terrenos de Bienes Nacionales para proyectos de generación eléctrica. [En línea] Systep. 21/05/2014. <<http://www.centralenergia.cl/2014/05/21/licitacion-de-terrenos-de-bienes-nacionales-para-proyectos-de-generacion-de-energia/>> [consulta 24 de julio de 2014]

⁵¹⁵ SYSTEP. Reporte Mensual del Sector Eléctrico. Volumen 7 número 3, marzo 2014 [En línea] 2p. <http://systep.cl/documents/reportes/032014_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf> [consulta: 23 de julio de 2014]

nueva estrategia de planificación territorial del Estado para integrar las ERNC, y así “obtener sinergias y convergencias en los procesos”⁵¹⁶.

Se busca un trabajo interministerial en las primeras etapas del proyecto de tal manera que se involucre al Ministerio de Bienes Nacionales a la labor actual del Ministerio de Energía (y en su caso del Ministerio de Medio Ambiente)⁵¹⁷.

La Agenda Energética, dentro de la línea de acción nuevas licitaciones (a partir del año 2015), señala no sólo una especial consideración para proyectos de Energía Renovable en la planificación de la matriz al año 2015⁵¹⁸, sino además la integración de los procesos de Evaluación Ambiental y Participación Ciudadana.

Conclusiones del Capítulo

1. Las estadísticas son positivas, la meta se ha cumplido, la tasa de ingreso de nuevos proyectos ha ido en aumento, y la participación en la matriz eléctrica de generación ha tenido un despegue importante los últimos años.
2. Tomar la hipótesis del IPCC planteada al principio de este capítulo, hace muy difícil de evaluar nuestro mecanismo de promoción a la luz de aquellos objetivos que “en algún momento” se propusieron (o aparecieron) en los proyectos de ley de los instrumentos regulatorios. Esto porque sin haber una agenda determinante y concreta, las iniciativas parlamentarias no tienen el carácter de planificación; es posible que sólo eran una forma de quedar bien con la protección al medio ambiente de parte de algunos parlamentarios impulsando estas ideas innovadoras, pero no menos nobles. Por lo tanto, a lo que sí podemos atender es que el incremento cuantitativo, logra ser algo positivo; porque aunque la base de evaluación no haya existido, las ERNC en Chile de todas formas han sido un aporte, no han hecho del sector eléctrico más defectuoso ni lo han encarecido, sino que efectivamente reportan beneficios para éste.

⁵¹⁶ FINAT, Carlos. La importancia del desarrollo de las ERNC en la nueva matriz energética de Chile. [En línea] ACERA. 14 de Abril de 2014. Santiago. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2014/04/2014-04-15-USACH-ACERA-V2.pdf>> [consulta: 30 de agosto de 2014]

⁵¹⁷ OSORIO, Víctor. Territorio fiscal para crecer en energía y sustentabilidad [En línea] Ministerio de Bienes Nacionales. 24 de junio de 2014. <<http://www.bienesnacionales.cl/?p=12057>> [consulta 25 de julio de 2014]

⁵¹⁸ MINISTERIO de Energía. Agenda de Energía-Desafío País Progresos para Todos. Op. Cit. 77p.

3. En cuanto al beneficio por MW/h renovable producido, existe una cierta contradicción si es que en realidad se quiso incentivar la comercialización asegurándoles un comprador de su energía. Hoy en día se recibe un pago muy bajo por atributo (o certificado), y en consecuencia, no es determinante para entrar al mercado y así recuperar la inversión, por lo que las generadoras de ERNC siguen percibiendo su principal fuente de ingreso en el contrato de suministro.

4. La diversidad de instrumentos en la LGSE reflejan un alto contenido político detrás de la Ley 20.257 y la Ley 20.698. Finalmente, el lineamiento de la promoción se construye durante el proceso de tramitación legal a través del balotaje, indicaciones y propuestas de expertos, actores del sector, representantes del Ejecutivo, y parlamentarios; esto se refleja en grandes diferencias entre la ley promulgada y el Proyecto de Ley original (sobre todo en la Ley 20.698).

5. Ahora cabe preguntarse cómo podemos mejorar e impulsar sobre lo que tenemos nuestro sistema promocional, y esto apunta a levantar aquellas barreras de entrada. Una de las más importantes son las trabas del sector transmisión, no sólo porque la conexión de cara y está lejana, sino porque también influye en los precios. Si la pensamos de forma lógica, si en ciertos lugares de la zona norte sólo se conecta una central solar, los precios marginales van a bajar demasiado durante el día, desequilibrando el sistema de precios. Por otro lado, es un avance que las licitaciones para los contratos de suministros a clientes de precio regulado se hayan achicado los bloques porque además de permitir un acceso más equitativo para las ERNC, se acota el mercado ante una demanda que no estaba respondiendo a los llamados licitatorios.

CONCLUSIONES FINALES

1. La “Promoción de Energías Renovables” es una materia inagotable en el tiempo, ya sea en lo práctico y en lo investigativo. Esta siempre va estar sujeta a nuevos análisis porque en primer lugar, y lógicamente, son energías que (se espera) que sigan existiendo por su naturaleza renovable pero evolucionen modernizándose con tecnología e innovación.

Este protagonismo que han ido alcanzando exige que las leyes (en el sentido más amplio) que las benefician se vayan acomodando a los cambios que va sufriendo no solo el sector generación, sino el eléctrico o más amplio energético, como un todo sistemático. Aquí es dónde la reacción del regulador es fundamental para ir adaptándose a cambios que pueden tener su causa en hechos ajenos, como de la naturaleza, decisiones de la autoridad, entre otras. Por lo tanto, aunque en un mercado de generación los incentivos para un generador ERNC sean dispensables, es decir, que ya éstas tengan tal participación y estabilidad para competir que se prescindan de ellos, siempre habrá la posibilidad de volver a estos instrumentos de políticas para ajustar el mercado en casos que descuadren las expectativas de mediano o largo plazo de las agendas, porque están inmersas en un sector económico de naturaleza dinámica.

La jerarquía legal de cualquiera del instrumento regulatorio, debe tener las “puertas abiertas” para un inminente cambio. En el caso español la inestabilidad del sistema regulatorio se debía a que el rango legislativo de los decretos reales facilitaba los cambios en las reglas del FIT en virtud del bajo quórum exigido para modificarlas. Por lo que la reacción del sistema debiera tener su origen en la Autoridad, y que como primicia esté de antemano lo suficientemente informada de las posibilidades de cambio para derribar aquellas barreras que entorpezcan el objetivo de incrementar la promoción de ERNC, y no en adherir regulación que no sea suficientemente robusta que le den desconfianza a los actores y a los desarrolladores de proyectos.

2. Si el éxito de un sistema promocional es el resultado de objetivos alcanzados, la pregunta hacia el futuro, o de aquellos países que están comenzando a pensar en ER, es cómo determino o defino el objetivo, y si realmente las ER se adecuan para satisfacerlo.

3. La cantidad de MW insertados o energía renovable generada debe ser ajustada a la demanda de energía o a la competitividad del mercado. No se trata de masificar la matriz eléctrica de generación porque es más limpio. La promoción de ER no es una materia estrictamente de políticas públicas sustentables, también son parte de la iniciativa privada, que por mucho tiempo se ha desenvuelto en el segmento generación casi sin regulación, y que por supuesto, busca obtener rentabilidad, por lo que y seguir creciendo en este mercado competitivo.

En este sentido, existe un cierto vacío de la comunidad, o una sobre valoración de las ER frente a las energías convencionales. No vamos a destruir la tesis de que es necesario producir un cambio tecnológico en la matriz eléctrica, pero sí se debe crear conciencia de que los energéticos como hidrocarburos, son igualmente necesarios para sustentar renovables y que igualmente pueden ser menos contaminantes con desarrollo tecnológico (a grandes rasgos porque los intereses económicos, normativa ambiental, y muchos otros factores pertenecen a otro estudio), y que una mayor participación en el mercado debe ser parte de un proceso paulatino, pero no por esto acelerado en el mediano plazo.

4. Si el Gobierno se ha propuesto lograr el 65% de participación renovable en la matriz al año 2050, según señala “Energía 2050: Nueva Política Energética para Chile”, ya no significa que “los beneficios de las ERNC trascendieron”, estamos una etapa más adelante, porque no se trata de mayor presencia sino de experimentar un quiebre en la dependencia del combustible fósil de la matriz. Pero más allá de este hecho objetivo, es que ya que estamos inmersos en la planificación energética, esto también significa que estamos dispuestos para seguir modelando nuestro mercado eléctrico, como organismos e instituciones relacionadas, y por supuesto todo lo que significa acomodar los otros segmentos, como por ejemplo el de transmisión para facilitar la conexión de ERNC. Con esto, se agota el argumento que por mucho tiempo las siguió señalándolas como energías costosas que afectaban negativamente los precios, y digo argumento, porque aunque todavía su inversión todavía no sea del todo barata, sí nos estamos permitiendo buscar las fórmulas para que sí lo sean.

5. Este trabajo que ha significado hacer un análisis de la regulación de la mano con las políticas públicas, compete mirar cómo nos planteamos hacia el futuro desde una actualidad esperanzadora en el desarrollo de las ERNC. El enfoque debiera tener dos pilares estructurales, el apoyo a la inversión privada, y trabajar las renovables como medida del Cambio Climático.

Como señalé anteriormente, no se puede dejar de incentivar la inversión de desarrolladores y posibles entrantes al mercado de carácter renovable, con esto nos referíamos al levantamiento de barreras de entrada. En segundo lugar, el enfoque nacional ya debiera apuntar a las políticas de Cambio Climático, porque el argumento sustentable ya no es suficiente, es necesario integrar, o al menos evaluar medidas que aceleren la producción de electricidad más limpia. Si ya hemos mencionado que el pago por cuota por ERNC es irrelevante. No estamos diciendo que el atributo se haya agotado por completo, pero quizás sí es necesario replantear la inclusión de precios al carbono de una manera más agresiva direccionando medidas amigables con el medio ambiente que penalicen al privado y que indirectamente subsidien los menos emisores. En consecuencia, y yendo aún más lejos, la próxima pregunta es cómo integramos los precios al carbono y en qué medida nuestro sistema de promoción puede convivir con estos.

6. La relación entre las políticas públicas y el derecho en esta materia aun está al debe. La fórmula legislativa ha sido la herramienta para llevar a cabo los instrumentos de política más importantes, pero para que el sector eléctrico tenga una regulación sistemática y coordinada, necesita de reglamentos que acompañan la estructura dada por la Ley General de Servicios Eléctricos. El retraso en la dictación de reglamentos generan la desconfianza e incertidumbre respecto a procesos que son muy técnicos, y que podrían ser “reglas del juego” desfavorables para posibles participantes; además, que retrasan la entrada en vigencia de otras ya promulgadas, como el caso de las licitaciones subsidiarias para las ERNC.
7. Por último como reflejo de este cambio de paradigma, y que si bien no se concluye a partir del contenido de este trabajo pero sí del proceso de investigación, es la apertura del acceso a la información, no sólo en términos cuantitativos, sino cualitativamente. Esto

además de favorecer los procesos investigativos, o para la producción de revistas, reportes, o símiles; también da señales de transparencia del sector eléctrico que muchas veces ha generado dudas (como respecto de los CDEC o del manejo de información de los actores del sector generación que mantendrían el mercado concentrado). La obtención de datos hoy, sobre todo a la otorgada por el sitio web del Ministerio de Energía, “Energía Abierta, no sólo es más asequible, sino que está disponible en términos claros para la población, en comparación a años antes cuando se debía acudir a los Balances Energéticos de la CNE.

ANEXO I

SECTOR GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN EL ORDENAMIENTO JURIDICO CHILENO

1.1. Sistema y Mercado Eléctrico

El sector eléctrico se encuentra regulado en nuestro ordenamiento jurídico por el Decreto con Fuerza de Ley N°4 del año 2007, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción que “Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza De Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica” (adelante LGSE).

La LGSE regula al sector en dos dimensiones: el sistema y el mercado eléctrico. El sistema eléctrico se define en el artículo 225 letra a) como el “conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica”.

En nuestro país existen cinco sistemas eléctricos que están ordenados y delimitados geográficamente. Estos sistemas son:

1. **Sistema Interconectado Central Norte Grande (SING)** abastece las regiones I, II y XV. Abastece al 5% de la población nacional, ya que fundamentalmente responde al consumo del sector minero e industrial.
2. **Sistema Interconectado Central (SIC)** que abarca desde Taltal (II Región) hasta la Isla Grande de Chiloé (X Región), y su consumo es básicamente residencial abasteciendo en un 93% aproximadamente a la población nacional.
3. **Sistema Eléctrico de Aysén**, corresponde a cinco subsistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Carrera, Cochamó, y Aysén.
4. **Sistema Mediano de Magallanes** tiene cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams abasteciendo a las ciudades del mismo nombre.
5. **Sistema Los Lagos**, este es un sistema pequeño que abastece parte de la Región.

La LGSE sólo los distingue de acuerdo a su capacidad instalada de generación⁵¹⁹. Los sistemas SIC y SING quedan enmarcados cuando la LGSE se refiere a sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación superior a 1.500 kilowatts (kW) o iguales o superiores a 200 megawatts (MW). El primero tiene una capacidad instalada de generación de 13.826,4 MW y el SING de 3.759,4 MW⁵²⁰.

Según dispone el artículo 173, los otros sistemas son definidos como “Sistemas Medianos” porque tienen capacidad instalada de generación inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW. Aysén cuenta con 50,2 MW, Magallanes 99,5 MW, y Los Lagos 6,17 MW⁵²¹.

El mercado eléctrico permite el intercambio de productos que están presentes en el sistema. No hay una definición en la Ley de mercado eléctrico, pero este se describe y explica por los tres segmentos del sistema eléctrico.

1.2. El Mercado de la Generación

Como se mencionó, el mercado de la generación es de carácter desregulado y competitivo. La inversión queda en manos de operadores privados.

Las generadoras son comercializadoras energía eléctrica, en un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal. Estas venden la electricidad a sus clientes recibiendo “un pago por energía y por potencia asociada a la hora de mayor demanda”⁵²².

La energía y la potencia son los dos componentes de la electricidad. La distinción económica se justifica porque el pago de la energía cubre los costos variables de la producción, principalmente asociado al costo del combustible. Sin embargo, este no logra cubrir “la totalidad de la inversión en infraestructura de producción”⁵²³ como otros costos fijos. Por esto se realiza un cobro por potencia “asociado a la hora de mayor demanda”.⁵²⁴

⁵¹⁹ La capacidad instalada es la potencia nominal o de placa de una unidad generadora que se expresa en kilowatts (kW) o megawatts (MW) según corresponda; y cuando se habla de la capacidad instalada de un sistema eléctrico, se refiere a toda la potencia de las centrales instaladas en aquél. Fuente: COMISION Nacional De Energía. Glosario [En línea] <<http://www.cne.cl/glosario>> [consulta: 18 de mayo de 2014]

⁵²⁰ COMISION Nacional De Energía. Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional 2013 [En línea] Estadísticas <<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>> [consulta: 10 de mayo de 2014]

⁵²¹ *Ibíd.*

⁵²² PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON, Ignacio A. 2009. Op Cit. 49p

⁵²³ SEPULVEDA, Enrique R., Op. Cit 55p

⁵²⁴ PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON, Ignacio A. 2009, Op. Cit. 49p

La energía eléctrica tiene como característica que no puede ser almacenada en grandes cantidades. Una vez que se produce debe ser transportada y distribuida según las necesidades del consumo inmediato. De lo contrario, se pierde⁵²⁵.

Para esto es necesario que todas las se encuentren instalaciones del sistema se encuentren sincronizadas para responder a la triple relación “demanda producción-consumo”.

En los sistemas eléctricos con potencia instalada superior a 200 MW (SIC y SING) tienen a cargo esta operación sincronizada los CDEC. Estos son órganos independientes y técnicos que se encargan de la coordinación según dispone el artículo 137 de la Ley. Por lo tanto, cuando una generadora se conecta al sistema, está obligada a someterse a la operación centralizada que realiza el CDEC.

La operación del mercado eléctrico chileno funciona como un sistema de tipo “pool” (o mancomunado) que se caracteriza por la existencia de un mercado de corto plazo (spot) y mercado de contratos de financieros.

1.2.1. El Mercado Spot

El mercado spot es lo que se llama un “mercado físico” en el que sólo participan las generadoras. La energía que produce cada una fluye hasta un sistema de transporte la cual debiera ser despachada a un punto de suministro.

El CDEC despacha la energía hora a hora de acuerdo a un “orden de mérito”, es decir, despacha primero la energía de la unidad de generación que haya tenido los menores costos variables de operación⁵²⁶.

El despacho de energía se fundamenta en que las generadoras celebran contratos de suministro de electricidad con sus clientes (libres y/o regulados). Sin embargo, esta venta

⁵²⁵VERGARA, Alejandro B. 2004. Derecho Eléctrico. Santiago de Chile. Editorial Jurídica de Chile 21p

⁵²⁶ PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON, Ignacio A. Op. Cit. 53p

no radica en la energía producida por su propia central, si no que se vende la energía del sistema (que es despachada por el CDEC)⁵²⁷.

Como el despacho se determina de forma centralizada sin considerar estos compromisos contractuales se puede producir un desbalance entre la energía inyectada y la energía retirada (para cumplir el contrato). Esto pone al generador en dos posibles escenarios: que sea un generador excedentario o deficitario.

Si es excedentario significa que entrega más energía al sistema de la que retira (logrando cumplir su contrato en su totalidad). La ley lo faculta para vender lo que le sobra a un generador deficitario, es decir a aquél que no logró con su obligación contratada.

Este es el escenario del mercado spot, donde las empresas generadoras realizan “transferencias” de energía y potencia. Como el CDEC es el que está a cargo de determinar el volumen a transferir, al mercado spot se le llama un “pseudo mercado”, porque no existe consentimiento entre las partes.⁵²⁸

Las transferencias de energía son valorizadas al costo marginal instantáneo⁵²⁹ que se obtiene del balance físico que realiza el CDEC de acuerdo a la energía eléctrica ofertada y demandada en forma horaria. Refleja los costos de operación de corto plazo de las unidades generadoras en función de las condiciones efectivas de producir aquella última unidad susceptible a ser vendida⁵³⁰.

Por esto, se aproxima a la realidad existente según las condiciones hidrológicas, la demanda del sistema y la matriz de tecnologías de generación existentes caracterizadas por su diversidad de costos variables de generación⁵³¹ (como es el precio de los combustibles).

El precio de la potencia corresponde al Precio de Nudo de la potencia, el que es calculado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁵³².

⁵²⁷ SEPULVEDA, Enrique R. Op. Cit., 53p.

⁵²⁸ *Ibíd.*

⁵²⁹ CHILE. Ministerios de Economía, Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006, fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. 05 de febrero de 2007, art. 149 inciso 2

⁵³⁰ VERGARA, Alejandro B. Op. Cit. 384p

⁵³¹ SYSTEP. Costos Marginales, Estrategias Comerciales y Regulación. [En línea] Central Energía. 20 de septiembre de 2011. <<http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/>> [consulta: 10 de mayo de 2014]

De acuerdo a lo expuesto, podemos concluir que el peor escenario para un generador es que no sea despachado y deba salir a comprar al spot a un precio mayor que el estipulado en sus contratos de suministro. Si esta situación se mantiene en el tiempo podría llevarlo a la cesación de pagos (no alcanzando a cubrir sus costos) y a la toma de medidas excepcionales por parte de la autoridad⁵³³.

Estos son los mayores riesgos del generador cuando suscribe un contrato. Por ende es indispensable poder proyectar expectativas futuras de los costos marginales del sistema para poder decidir los niveles de contratación, como la venta al spot, definiendo sus estrategias comerciales basadas en políticas de riesgo conocidas y aceptadas por sus accionistas.

Por último, se ha de mencionar que existe una excepción en la valoración a costo marginal. La LGSE en el artículo 149 inciso 5º permite acceder a un precio estabilizado a los medios de generación cuyos excedentes de potencia no superan los 9.000 kW. Este se calcula según lo determine el Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación⁵³⁴.

1.2.2. Mercado de los contratos

Una generadora-comercializadora contrata con un cliente libre o una concesionaria de distribución. Esta última, puede contratar para abastecer el suministro de un cliente regulado o un cliente libre.

El contrato de suministro de electricidad consiste en la obligación del generador (comercializador) de entregar la energía eléctrica, y la obligación de la contraparte de pagar por la energía y potencia (más los peajes y servicios complementarios)⁵³⁵ a un precio determinado en un punto de suministro. Estos son confidenciales, pero deben ser informadas

⁵³² CHILE. Ministerios de Economía, Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006. Op. Cit., artículo 149

⁵³³ SYSTEP. Costos Marginales, Estrategias Comerciales y Regulación. Op.cit.

⁵³⁴ CHILE. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Decreto N° 244 de 2006, aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. 17 de enero de 2006.

⁵³⁵ GALAZ Ramón., Alternativas de Comercialización Actuales en el Mercado Eléctrico Chileno. [En línea] En: Ciclo de Talleres Realizados por CE-CORFO y CE-FCM: Agosto 2012, Santiago de Chile. <http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2012/08/TALLER_RGA.pdf> [consulta: 15 de mayo de 2014]

al CDEC las especificaciones sobre el punto de suministro y las cantidades para que este organismo los administre⁵³⁶.

El principal interés de suscribir un contrato por parte del generador es que permite tener un ingreso estable y permanente por la venta de energía (al contrario del mercado spot). De esta manera disminuye el riesgo de no poder cumplir con los costos de inversión y de operación⁵³⁷.

El mercado eléctrico nacional se basa en este mercado, en el cual toda la energía que es consumida debe respaldarse por un contrato de suministro.

La Ley distingue dos tipos de clientes para celebrar un contrato, regulados y libres, en los artículos 147 y 149 respectivamente. Hasta la publicación de la Ley 20.805 de enero de 2015, se diferenciaban por un margen de capacidad instalada de 2.000 kw, cuestión que se aumentó a 5.000 kw modificando el artículo 147, quedando dispuesto para cada cliente las siguientes características:

Clientes Regulados: Usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, siempre que concurren algunas de estas circunstancias:

- Ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución.
- Que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria.
- Efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.

La modificación agrega un nuevo inciso segundo, el cual indica que para aplicar el límite de los 5.000 kw “no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas”.

De acuerdo al artículo 148 de la Ley, los clientes con una capacidad instalada entre 500 y 5.000 podrían optar por un régimen de tarifa regulada como tarifa libre.

⁵³⁶PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON, Ignacio A. 2009. Op. cit., 55p

⁵³⁷ SYSTEP. Costos Marginales, Estrategias Comerciales y Regulación. [En línea] Central Energía. Op. Cit.

Clientes Libres: Son usuarios, o consumidores finales cuya potencia conectada es superior a 5.000 kW.

Cada tipo de cliente tiene un régimen tarifario distinto, que es lo que se analizará a continuación.

1.2.2.1. Contratos con clientes regulados

Una de las modificaciones más importantes del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982 fue la llevada a cabo por la Ley 20.018 que “Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico”, también denominada “Ley Corta II”⁵³⁸.

Se publicó el año 2005 como una medida ante los corte de suministros de gas natural proveniente de Argentina iniciados el año 2004. Para ese entonces el gas natural era el principal energético, por lo que la incertidumbre del suministro gasífero frenó las inversiones en el sector generación, provocando precios para clientes libres y regulados totalmente impredecibles⁵³⁹.

La modificación legal buscaba “estabilizar los flujos de ingreso de los contratos de suministro a las compañías distribuidoras” de manera que pese a cualquier circunstancia en el mercado del gas, la electricidad estuviese disponible al cliente regulado⁵⁴⁰.

Se optó por cambiar el sistema de fijación de precios, “que era determinar la oferta que realizaban las empresas generadoras en los procesos de licitaciones desarrollados, por las compañías distribuidoras”. El precio de suministro de energía y potencia que se traspasaba a este cliente era el determinado semestralmente mediante la dictación del Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Con esto se instaura un sistema de licitaciones que “permitía a quienes desarrollaban proyectos de generación rentabilizar a largo plazo sus instalaciones, mediante contratos de suministro celebrados con las empresas de distribución a precios fijos, estables

⁵³⁸ CHILE. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Ley 20.018, modifica el marco normativo del sector eléctrico. 19 de mayo de 2005.

⁵³⁹ BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. 2015. Historia de la Ley 20.805. Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para clientes sujetos a regulación de precios. Op Cit. 36p.

⁵⁴⁰ *Ibíd.* 5p

y debidamente indexados de acuerdo al combustible elegido”, por períodos de hasta quince años⁵⁴¹.

Por lo tanto, quedó establecido dos tipos de precios a pagar, el Precio de Nudo de Corto Plazo (en adelante, PNCP) y el Precio de Nudo de Largo Plazo (PNLP) a partir del nuevo mecanismo de licitaciones. Ambos quedaron regulados en la LGSE y de forma específica e íntegra en el “Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo” (en adelante el Reglamento)⁵⁴².

El precio de nudo se define como “el valor máximo para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúa el suministro”⁵⁴³. Es el precio que pagan las distribuidoras a las generadoras-comercializadoras para entregarla a los usuarios finales regulados, y se compone por el precio de la energía y el precio de la potencia de punta⁵⁴⁴.

a) El Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP)

El PNCP rige para los contratos suscritos con anterioridad a la promulgación de la Ley 20.018 o “Ley Corta II” del año 2005.

Según el artículo 159 de la Ley, el PNCP refleja “un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación-transporte para usuarios permanente de muy bajo riesgo”. Este es calculado semestralmente para los meses de abril y octubre de cada año por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y se fijan por decreto del Ministerio de Energía, expedida bajo la fórmula “Por orden del Presidente la República”⁵⁴⁵.

Par el cálculo se consideran factores técnicos y económicos que enumera el artículo 162 de Ley y que el Reglamento especifica en el Título II. El horizonte de la simulación se hace a base de diez años. Se consideran factores como la demanda para los siguientes diez años de potencia de punta y energía, el plan de obras de generación y transmisión para abastecer la demanda prevista, unidades generadoras más económicas para suministrar demanda adicional, factores de penalización, entre otros.

⁵⁴¹ BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. 2015. Historia de la Ley 20.805. Op. Cit.

⁵⁴² CHILE. Ministerio de Energía. Decreto 86 de 2013: aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo. 23 de Abril de 2013.

⁵⁴³ *Ibíd.*, artículo 3 número 1.

⁵⁴⁴ CHILE. Ministerios de Economía, Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N°4 de 2006. Op. Cit., artículo 155 inciso 1° número 1

⁵⁴⁵ CHILE. Ministerio de Energía. Decreto 86 de 2013, Op. Cit., artículo 5

b) Precio de Nudo de Largo Plazo (PNLP)

Para un mejor entendimiento de las características de este precio, es necesario hacer una diferenciación del mecanismo que rigió desde la promulgación de la Ley 20.018, y el que actualmente rige por mandato de la Ley 20.805.

i. Sistema instaurado por la Ley 20.018

El PNLN es “el que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo, suscrito a partir de las licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes reguladas en conformidad con el artículo 131 y siguientes de la ley”⁵⁴⁶. Este sólo rige para contratos suscritos posteriores a la Ley Corta II. Los procesos de licitación comenzaron a efectuarse en el año 2006 y comenzaron a regir el 1 de enero de 2010. Estos abastecen a las distribuidoras durante ocho a catorce años siguientes⁵⁴⁷.

El trasfondo de estos contratos es asegurar la continuidad del suministro. Es así como el antiguo artículo 131 de la LGSE señalaba:

“Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años”.

Esta Ley introduce un sistema de licitaciones competitivas de suministro de energía eléctrica las cuales también se regulan en el “Reglamento sobre licitaciones de energía para satisfacer el consumo de clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica” (en adelante el Reglamento)⁵⁴⁸ del año 2008.

Las distribuidoras licitarían el suministro con una antelación mínima de tres años para la entrada de nuevos proyectos al mercado eléctrico.

⁵⁴⁶ CHILE. Ministerio de Energía. Decreto 86 de 2013, Op. Cit. artículo 4 inciso 3°

⁵⁴⁷ SYSTEP. Los Precios de la Energía Eléctrica – Un Puzzle difícil de Seguir. [En línea] Central Energía. 12 de enero de 2011. <<http://www.centralenergia.cl/2011/01/12/los-precios-de-la-energia-electrica---un-puzzle-dificil-de-seguir/>> [consulta: 14 de mayo de 2014]

⁵⁴⁸ CHILE. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Decreto N°4: aprueba reglamento sobre licitaciones de energía para satisfacer el consumo de clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica. 28 de Abril de 2008.

Cada licitación tiene un valor máximo o precio techo por el cual las ofertas de las generadoras no pueden sobrepasar al presentar sus ofertas. Este es fijado por la CNE y equivale al límite superior de la banda definida en el artículo 168 (Precio Medio de Mercado vigente al momento de la licitación) incrementado en un 20%. No obstante, éste podía tener un alza de hasta un 15% en el caso de recibir ofertas o si las licitaciones se declarasen desiertas total o parcialmente.

Este límite fue pensado con el objeto de proteger al consumidor para un mercado concentrado. Así se podría enfrentar situaciones con escasa oferta y altos precios por varios años⁵⁴⁹.

Las empresas de distribución eran las encargadas de elaborar las bases de licitaciones para ser aprobadas por CNE. Se les atribuía “debido a su mayor conocimiento de las necesidades de consumo y de demanda de los clientes regulados”; y al ser un “negocio de *pass through*” (traspaso de costos) en relación al precio de energía cobrado al cliente regulado, y se consideró que contaban con los incentivos para buscar los mejores precios finales posibles⁵⁵⁰.

La Ley determina los requisitos mínimos como la especificación de él o los puntos de suministros en el sistema eléctrico, cantidad de energía, y el período que cubre la oferta que no puede superar los quince años⁵⁵¹.

En términos físicos, lo que se licita es el “bloque de suministro” de energía y potencia activa. El bloque “constituye el compromiso máximo de Suministro que asume el Proponente en su oferta”⁵⁵². Su tamaño se determina de acuerdo al artículo 20 del Reglamento.

La licitación se adjudica al menor precio ofertado. Mientras que el precio a pagar por potencia, es aquél fijado en el Decreto de Precio de Nudo al momento de la licitación⁵⁵³. El total de la energía y potencia a facturar es igual a la energía y potencia efectivamente demandada por la concesionaria.

⁵⁴⁹ BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. 2015. Historia de la Ley 20.805. Op. Cit. 38p.

⁵⁵⁰ *Ibíd.*

⁵⁵¹ Antiguo Artículo 133, inciso 3. LGSE.

⁵⁵² CHILE. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Decreto N°4, de 2008. Op. Cit. artículo 17.

⁵⁵³ CHILE. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2007. Op. Cit. Artículo 171 y ss.

La Ley establece un sistema de indexación de acuerdo a las fórmulas que define la CNE en las bases de la licitación, o si éstas lo permiten por los oferentes⁵⁵⁴. El reajuste se lleva en caso que el valor determinado mensualmente por la CNE presente una variación acumulada superior al 10% en relación al PNL, el cual entra en vigencia a partir de la fecha que se originó la indexación.

ii. Sistema instaurado por la Ley 20.805

La Ley 20.805 que “Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios” se publica el 29 de enero de 2015.

El proyecto legislativo responde a la Agenda de Energía impulsada por el Gobierno, en la que una de sus principales líneas de acción es hacer frente a la falta de competencia del mercado eléctrico producto de los altos precios que han alcanzado los últimos procesos de licitaciones a clientes regulados.

Considerando que cerca del 50% de la demanda del consumo eléctrico en el SIC y SING corresponden a los procesos de licitaciones, el Estado como responsable final del servicio eléctrico, debía hacerse parte de la reestructuración de un mecanismo que es la base de precios de la próxima década, al igual que los “niveles de diversificación, competencia y seguridad de suministro”⁵⁵⁵.

Los objetivos definidos en el Mensaje de la iniciativa legal fueron: “asegurar suministro bajo contrato para la totalidad de los clientes regulados; obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo; y garantizar el cumplimiento de los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico”⁵⁵⁶.

La Ley 20.805 no difiere de manera trascendental del proyecto original, más bien lo perfecciona sus disposiciones y modifica ciertos plazos. Sus principales reformas son las siguientes:

⁵⁵⁴ Según lo dispuesto el antiguo artículo 133 inciso penúltimo y final de la LGSE, para el precio de la energía se considera la variación del precio de los combustibles y otros insumos para la generación eléctrica; y en el caso de la potencia, deberá reflejar las variaciones de costos de inversión de la unidad generadora más económica para suministrar potencia en las horas de demanda máxima.

⁵⁵⁵ BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. 2015. Historia de la Ley 20.805. Op. Cit. 12 y 13pp

⁵⁵⁶ *Ibíd.*

1. De acuerdo al artículo 132 inciso 2, la CNE deberá “diseñar, coordinar y dirigir” los procesos de licitación. Con el sistema pasado las distribuidoras solían sobreestimar las proyecciones de demanda para que luego la autoridad fundadamente las autorizara. Por esto, ahora la Comisión toma un rol activo y elabora las bases de licitación.
2. Las empresas de distribución llevarán el proceso administrativo (convocatoria, evaluación y adjudicación de ofertas) y estarán obligados a entregar semestralmente antecedentes a la Comisión para proyectar la demanda justificadamente.
3. Las licitaciones se inician con la presentación del informe de la Comisión el que es sometido a observaciones por los interesados.
4. El contrato de adjudicación es de suministro de energía (de orden público). Las bases establecerán un contrato tipo que se aprobará por la Comisión.
5. Se establece un “esquema flexible de definición de bloques de suministro a licitar” que se compone por dos tipos de licitaciones:

Licitaciones de largo plazo. Se harán con al menos 5 años de antelación a la fecha de inicio del suministro⁵⁵⁷, debido a que no se cumplió el supuesto en que en un período máximo de tres años se restablecería la oferta y demanda de las alzas del costo marginal. Era un período muy corto para que nuevos actores pudieran instalar centrales; por ende se esperan mayores niveles de competencia.

Licitaciones de corto plazo. Al cumplir las condiciones del artículo 135 bis:

"Artículo 135^o bis.- En los casos debidamente justificados en el informe final de la Comisión que da inicio al proceso de licitación, tales como crecimientos no anticipados de demanda, licitaciones declaradas total o parcialmente desiertas, entre otros, se implementarán licitaciones de corto plazo, las que podrán fijar, en las respectivas bases de licitación, condiciones distintas de las establecidas en los artículos 131^o y siguientes, tanto para los plazos de la convocatoria a la licitación, como para los plazos de inicio y, o período de suministro de los contratos."

⁵⁵⁷ CHILE. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2007. Op. Cit. Artículo 131 inciso 2.

Con esto se permite contratar suministro que se adecuen a diferentes necesidades a través de condiciones más flexibles como dispongan los interesados y con proyecciones de demandas más precisas.

1. Los nuevos proyectos de generación pueden solicitar a un tercero imparcial la postergación de la fecha de inicio del suministro o terminar el contrato anticipadamente por causas no imputables, si este se retrasa o resulta ser inviable. Pero siempre y cuando se de aviso con al menos tres desde la suscripción del contrato⁵⁵⁸.
2. Cuando se retrase la interconexión al sistema eléctrico se sujetará a la coordinación del CDEC para cumplir con el contrato⁵⁵⁹.
3. El precio techo lo fija la Comisión de manera fundada, de acuerdo al bloque de suministro, plazo del contrato, y estimaciones de costos eficientes. Este valor permanece oculto hasta la apertura de la oferta⁵⁶⁰.
4. Según al artículo 134, la adjudicación no sólo se otorga al menor precio de la energía, si no que se consideran otros criterios de evaluación económica establecidos en las bases, como considerar las fórmulas de indexación y en general objetivos de “eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico” ⁵⁶¹ . En cuanto este último, la Ley expresamente señala que se entiende la diversificación por la obligación contenida en el artículo 150 bis relativo a las ERNC⁵⁶².
5. La Ley regula la indefinición que antes existía respecto a los suministros sin contrato, poniéndose en dos situaciones.

En caso que la energía exceda cantidad de suministro contratado, la distribuidora puede transferirlo a otra del mismo sistema eléctrico. Deberá mantener las características

⁵⁵⁸ *Ibíd.* Artículo 135 ter

⁵⁵⁹ *Ibíd.* Artículo 135 ter inciso final

⁵⁶⁰ *Ibíd.* Artículo 135

⁵⁶¹ Objetivos que contempla el artículo 131 bis de la LGSE.

⁵⁶² CHILE. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Decreto con Fuerza de Ley N°4, de 2007. Op. Cit. Artículo 131 bis

esenciales del contrato y considerará las diferencias entre el costo marginal del punto de compra y del punto de oferta. El procedimiento se hará de acuerdo al Reglamento⁵⁶³.

Si la Comisión prevé que para el año siguiente el consumo por la distribuidora será mayor al contratado, dicta una resolución para la implementación de una licitación de corto plazo. La Ley se define ciertos límites para la fijación del precio, un plazo máximo del contrato de tres años, y un mecanismo especial de ajuste adicional a las indexaciones⁵⁶⁴.

1.2.2.2. Contratos con clientes libres

En razón de su tamaño (capacidad instalada), el legislador ha presumido un poder de negociación suficiente para contratar con las generadoras, por lo que no están sometidos a regulación de precios, sino a precios libremente pactados por las partes⁵⁶⁵.

Sin embargo, la Ley contiene una excepción en el artículo 147 letra d) para los consumidores con capacidad instalada entre 500 y 5.000 kilowatts, que pueden optar por una tarifa a precio libre, pero en un período mínimo de cuatro años informando a la distribuidora con 12 meses de antelación.

⁵⁶³ *Ibíd.* Artículo 135 quáter

⁵⁶⁴ *Ibíd.* Artículo 135 quinquies

⁵⁶⁵ VERGARA, Alejandro B. Op. Cit. 382p

ANEXO II

CUADRO COMPARATIVO SEGÚN TIPO DE ENERGÍA

Tipo de Energía	Ventajas	Desventajas	FP*	C.I (US\$/kW)	C.O US\$/kW-año	GEI
Solar (PV)	<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad ilimitada • Capacidad de generación descentralizada la cual reduce costos y pérdida de rendimiento en sistemas de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> • Intermittencia de la radiación solar según clima, estacionalidad y hora. 	0.3	<ul style="list-style-type: none"> • 4.000 • Proyecciones para el 2020 de 1.800 y 800 para el 2050 	10	No libera grandes emisiones. Pero las celdas requieren altos niveles de energía, agua fresca y químicos ⁵⁶⁶ .
Eólica	Compatible con otros usos del suelo como ganadería y agricultura.	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente variable y poco predecible. • Limitantes de acceso a la red. • Genera impactos ambientales visuales, emisión de ruido y avifauna. 	0.3	2.300	0	No libera

⁵⁶⁶ ACERA. [En línea] <http://www.acera.cl/?page_id=130> [consulta: 15 de diciembre de 2015]

Mini- hidro	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere grandes espacios para instalaciones. • Es una fuente con larga data de conocimiento y madurez tecnológica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Variabilidad estacional. • Puede estar lejana a la red. • Pueden causar alteraciones de flora y fauna (depende de tamaño de la central) 	0.65	2.100	12.5	No libera
Geotérmica	No depende de factores variables como la estacionalidad.	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes costos de inversión. • Escaso conocimiento y catastro de zonas explotables. • Riesgos de exploración y desarrollo. • Escasa cultura local sobre su explotación. • Rechazo de la comunidad. 	0.83	3.550	20	No libera
Biomasa	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere de grandes instalaciones. • Las centrales pueden ser emplazadas cerca de los centros de consumo 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia de conversión. • Escasa disponibilidad y acceso. • Pocas políticas de apoyo. • Impactos relacionados con la agricultura intensiva 	0.83	3.125	30	Proceso de combustión se considera neutral, porque las emisiones se equilibran con el CO2 absorbido con anterioridad por plantas durante su crecimiento.

		(fertilizantes, químicos)				
Marina	<ul style="list-style-type: none"> • Se presenta en todas las costas. • Distintas formas de ser aprovechada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología con poco desarrollo y bajo conocimiento por eso actualmente tiene altos costos. • Disponibilidad variable. • Compite con otros usos que se les pueden dar a las costas. 	No hay estimaciones	Undimotriz- Entre los 3.000 y 13.000 (evaluados en prototipos al año 2008)	0.02-0.075	No libera
				Mareomotriz- Entre los 5.000 y 5.500. Se estiman 4.200 al año 2020.	0.11	

BIBLIOGRAFÍA

LEGISLACIÓN, DECLARACIONES Y CONVENCIONES

1. 20 Años Después - La Cumbre de la Tierra. [En línea] Compromisos. <http://www.americalatinagenera.org/rio20/?page_id=32>
2. 25th Legislature, H.B. Nº 1464. State of Hawaii. House of Representatives, junio 2009.
3. A/RES/66/288. Resolución Aprobada por la Asamblea General el 27 de julio de 2012. [en línea] Naciones Unidas. 11 de septiembre de 2012 <<http://www.un.org/es/comun/docs/?symbol=A/RES/66/288>>
4. Arizona Administration Code, title 14, chapter 2, article 1803. Comisión Corporativa. 14 de noviembre de 2006 [En línea] <http://www.azsos.gov/public_services/Title_14/14-02.htm#ARTICLE_18>
5. Carta enviada por Ministerio de Relaciones Exteriores. Dirección de Medio Ambiente y Asuntos Marítimos a la Secretaria Ejecutiva de CMNUCC [en línea] 23 de Agosto de 2010. Chile. <>
6. Carta enviada por Subsecretario de Relaciones Exteriores a la Directora Ejecutiva de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. [En línea] Ministerio de Relaciones Exteriores, Dirección de Medio Ambiente, Antártica y Asuntos Marítimos. 23 de Agosto de 2010. <http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/chilecpha_ccord_app2.pdf>
7. Decreto 123: Promulga la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Ministerio de Relaciones Exteriores. 13 de abril de 1995.
8. Decreto con Fuerza de Ley Nº1. Chile. Aprueba Modificaciones al D.F.L. Nº 4 De 1959, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica. Ministerio de Minería. 13 de septiembre de 1982.
9. Decreto con Fuerza de Ley Nº4. Chile. Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica. Ministerios de Economía, Fomento y Reconstrucción. 05 de febrero de 2007.
10. Decreto Nº 244. Chile. Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. 17 de enero de 2006.

11. Decreto N° 349. Chile. Promulga El Protocolo De Kioto de la Convención Marco De Las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático y Sus Anexos A y B. Ministerio de Relaciones Exteriores. Chile. 16 de febrero de 2005.
12. Decreto N° 4. Chile. Aprueba reglamento sobre licitaciones de energía para satisfacer el consumo de clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 28 de Abril de 2008.
13. Decreto N° 86. Chile. Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo. Ministerio de Energía. 23 de Abril de 2013.
14. Diario Oficial n° L 283 de 27/10/2001 p. 0033 – 0040., Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo Relativa a la Promoción de la Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables en el Mercado Interior de la Electricidad.
15. Diario Oficial n° L140/16. Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009. Relativa al Fomento del Uso De Energía Procedente de Fuentes Renovables y por la que se Modifican y se Derogan Las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/C
16. Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Considerando 5°. 13 de Octubre de 2003
17. Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de Abril de 2009
18. Ley N° 19.300. Chile. Aprueba Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Ministerio Secretaria General de la Presidencia. 09 de marzo de 1994.
19. Ley N° 19.940. Chile. Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistema eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. 13 de marzo de 2004.
20. Ley N° 20.018. Chile. Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. Santiago de Chile. 19 de mayo de 2005.
21. Ley N° 20.257. Chile. Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Ministerio de Economía; Fomento y Reconstrucción. 01 de abril de 2008.
22. Ley N° 20.365. Chile. Establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos. Ministerio de Hacienda. 19 de agosto de 2009.
23. Ley N° 20.571. Chile. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Ministerio de Energía. 22 de marzo de 2012.
24. Ley N° 20.698. Chile. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Ministerio de Energía. 22 de octubre de 2013.

25. Ley Nº 20.805. Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulación de Precios. Ministerio de Energía. 29 de enero de 2015.
26. Mensaje a la Nación, De S.E. El Presidente de la República, Don Sebastián Piñera Echenique, "Del Chile Del Bicentenario Al País De Las Oportunidades". [En línea] Valparaíso, 21 de mayo de 2010. <http://www.camara.cl/camara/media/docs/discursos/21mayo_2010.pdf>
27. NACIONES Unidas. 1992. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [En línea] <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>>
28. Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. [en línea] Naciones Unidas. 1998. <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>>
29. REGIONAL Greenhouse Gas Initiative. Memorandum of Understanding. Estados Unidos. 20 de diciembre de 2005 [En línea] <http://www.rggi.org/docs/mou_12_20_05.pdf>
30. Renewable Energy (Electricity) 2000. Act. Nº 174 2000 as amended. Australia. 12 de Abril de 2013. [En línea] <http://www.comlaw.gov.au/Details/C2013C00237/Html/Text#_Toc358022557>
31. Renewable Energy Law of the People's Republic of China. China. [En línea] 14th Meeting of the Standing Committee of the Tenth National People's Congress. 28 de febrero de 2005 <http://www.npc.gov.cn/englishnpc/Law/2007-12/13/content_1384096.htm>
32. Resolución Exenta Nº 1.278: Establece normas para la adecuada implementación de la ley Nº 20.257, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Comisión Nacional de Energía. Chile 2009. 1 de diciembre de 2009.

TEXTOS ACADÉMICOS E INFORMES

1. BANCO Central Informe de Política Monetaria. [En línea] Diciembre 2013. <http://www.bcentral.cl/publicaciones/recuadros/pdf/ipom/2013/ipm122013_Efectos.pdf> [consulta: 5 de marzo 2015]
2. BARBOSE, Gelen. Renewable Portfolio Standards in the United States: A status Update. [En línea] Environmental Energy Technologies Division - Energy Analysis Department, United States. 2012 <<http://www.cleanenergystates.org/assets/2012-Files/RPS/RPS-SummitDec2012Barbose.pdf>>

3. BASE, POCH Ambiental. Diagnóstico, Análisis De Modelos De Financiamiento y Recomendaciones De Coberturas y/o Instrumentos De Mitigación De Riesgo Para Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) En Chile- Informe Final para Ministerio de Minería. Marzo 2002
4. BAURA, Priya., TAWNEY, Letha., LUTZ, Weischer., Delivering on the Clean Energy Economy: The role of policy in developing successful domestic solar and wind industries. [en línea] World Resource Institute. 2012 <http://sa.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/delivering_clean_energy_economy.pdf>
5. BERMUDEZ Jorge. Globalización y Protección Ambiental - Amenazas, tendencias y desafíos del derecho internacional del medio ambiente. Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso XXV, Valparaíso, Chile, 2004, (pp. 49-63)
6. BERMUDEZ, Jorge., GUERRERO, José –Luis B. Los Permisos de Emisión Transables en la Ley nº 19.300 y su Consagración en el Proyecto de Ley de Bonos de Contaminación. [en línea] Revista de Derecho (Valdivia). v. 16. Valdivia. Chile. julio 2004. <http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-09502004000100006&script=sci_arttext>
7. BERRY, Trend. JACAARD, Jack. The Renewable Portfolio Standard: Design Consideration and Implementation Survey. [en línea] Energy Policy 29 (2001) 2000 [263-277] <<http://data2.xjlas.ac.cn:81/UploadFiles/sdz/cnki/外文/ELSEVIER/evirontmental%20risk%20assessment/221.pdf>>¹
8. BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley 19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. [en línea] 13 de marzo de 2014. <http://www.leychile.cl/Consulta/portada_hl?tipo_norma=XX1&nro_ley=19940&anio=2014>
9. BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley 20.018. Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico [En línea] 19 de mayo de 2005 <http://www.leychile.cl/Consulta/portada_hl?tipo_norma=XX1&nro_ley=20018&anio=2014>
10. BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley 20.257. Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. [en línea] 1 de abril de 2008. <http://www.leychile.cl/Consulta/portada_hl?tipo_norma=XX1&nro_ley=20257&anio=2014>
11. BIBLIOTECA del Congreso Nacional de Chile. Historia de la Ley 20.698. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. [En línea] 22 de octubre de 2014. <http://www.leychile.cl/Consulta/portada_hl?tipo_norma=XX1&nro_ley=20698&anio=2014>

12. BIRD, Lori., LOKEY Elizabeth., Interaction of Compliance and Voluntary Renewable Energy Market - Technical Report. NREL. United States. Octubre 2007 <<http://apps3.eere.energy.gov/greenpower/pdfs/42096.pdf>>
13. CALERO Roque, P., CARTA José, Castro Manuel-Alonso, COLMENA, Antonio S. Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables. Pearson. Madrid. 2009.
14. CALFUCURA, Enrique., SANCHEZ José Miguel., CORIA Jessica., Permisos Transables de Emisión en Chile: Lecciones, Desafíos y Oportunidades para Países en Desarrollo. [en línea] Documento de Trabajo. 0717-7593. N°347. Pontificia Universidad Católica de Chile. 2008. <http://www.economia.puc.cl/docs/dt_347.pdf> [consulta:22 de mayo de 2014]
15. CENTER of Climate and Energy Solutions. EPA Regulation of Greenhouse Gas Emission from New Power Plants. [en línea] Estados Unidos. Noviembre de 2013. <<http://www.c2es.org/federal/executive/epa/ghg-standards-for-new-power-plants>>
16. CENTRO de Energías Renovables. Libro Biomasa. [En Línea] Chile. 2p. <http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_biomasa.pdf> [consulta: 22 de mayo 2015]
17. CENTRO de Energías Renovables. Libro Hidroeléctrica. [En Línea] Chile. <http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_geotermica.pdf>
18. CENTRO de Energías Renovables. Libro Marina. [En Línea] Chile. <<http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2012/05/marina.pdf>> [consulta: 24 de mayo 2015]
19. CENTRO de Energías Renovables. Libro Solar. [En Línea] Chile. <http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf>
20. CENTRO de Energías Renovables. Reporte CER - Resumen Anual 2013 [en línea] Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. Febrero de 2014 <http://cer.gob.cl/mailling/2014/febrero/ReporteCER_Feb2014_dise%F1o%20V1.pdf>
21. CENTRO de Energías Renovables. Reporte CER Mayo 2014. [En línea]. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile <http://www.cer.gob.cl/mailling/2014/mayo/REPORTE_Mayo2014_FINAL.pdf>
22. CHEMNICK, Jean. Climate: EPA's New Carbon Sparks Battle over CCS, with Legal Challenges Likely. [en línea] E&E Publishing. <<http://www.eenews.net/stories/1059987620>>
23. CHINA. Market Overview. IRENA-GWEC: 30 Years of Policies for Wind Energy. [En línea] [48-57pp] <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_China.pdf>
24. CLARO, Edmundo R., ARÍSTEGUI, Juan-Pablo S., TOMIC, Esteban. Desafíos y Oportunidades de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la Matriz Eléctrica de Chile. [en línea] Fundación Konrad Adenauer Stiftung. Chile. 2012 <http://www.kas.de/wf/doc/kas_31874-1522-4-30.pdf?120816223009>

25. CLEAN Energy Sates Alliance, Sustainable Energy Advantage. Analysis of Renewable Energy Policy Options for Vermont. [En línea] Vermont Public Service Board- National Association of Regulatory Utility Commissioners. Vermont. 2011. <<http://psb.vermont.gov/sites/psb/files/publications/Reports%20to%20legislature/RPSr eport2011/CESA%20SEA%20Draft%20Vermont%20Report%208%2026.pdf>>
26. CLIMATE Change Authority. Renewable Energy Target Review – Final Report. Climate Change Authority [en línea] Australian Government. 2012. <http://climatechangeauthority.gov.au/sites/climatechangeauthority.gov.au/files/20121 210%20Renewable%20Energy%20Target%20Review_MASTER.pdf>
27. CNE, GTZ, CONAMA. Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile. [En línea] Segunda Edición. Santiago de Chile. 2007 <http://antiguo.cne.cl/cnewww/opencms/05_Public_Estudios/publicaciones.html>
28. COMISION Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico [en línea] Ministerio de Energía. Chile. 2011. <<http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>>
29. COMISION Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la Política y Matriz Energética - Chile necesita una gran Reforma Energética. Comité Editorial Comisión Ciudadana-Técnico-Parlamentaria para la política y Matriz Energética. Chile. 2011.
30. COMISION Nacional de Energía. 2008. Política Energética: Nuevos Lineamientos. Chile. <http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf>
31. COMISIÓN Nacional de Energía. 2008. Política Energética: Nuevos Lineamientos. Chile. 52p <http://www.cne.cl/archivos_bajar/Politica_Energetica_Nuevos_Lineamientos_08.pdf>
32. COMISION Nacional de Energía. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo SIC- Informe Técnico Definitivo Abril de 2014 SING. [En línea] Chile. <<http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2014>>
33. COMISIÓN Nacional de Energía. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo SIC- Informe Técnico Definitivo Abril de 2014 SIC. [En línea] Chile. <<http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2014>>
34. CORFO. Guía CORFO para Empresas y Emprendedores. [En línea] Gobierno de Chile. 2009. <<http://biblioteca.uahurtado.cl/ujah/856/txtcompleto/txt122724.pdf>>
35. COUTURE, Toby., CORY, Karlyyn., KREYCIK Claire., WILLIAMS, Emily. A Policymaker’s Guide to Feed-n Tariff Policy Design – Technical Report. [En línea] NREL/TP. US Department of Energy. United States. 2010. <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>>

36. DARDATI, Evangelina; DE EJALDE, Ramiro. 2015. Artículos: Licitaciones Eléctricas e Inversiones en Energías Renovables. [En línea] Observatorio Económico. Facultad de Economía y Negocios. Universidad Alberto Hurtado. Abril, 2015. <<http://fen.uahurtado.cl/2015/articulos/observatorio-economico/licitaciones-electricas-e-inversiones-en-energias-renovables/>>
37. DEFFEY Annie., MARZOLF Natacha., CEPPI Pablo., Instrumentos Fiscales y No Fiscales a las Energías Renovables en Chile. [En línea] Banco Interamericano de Desarrollo (BID), División de Energía – Sector de Infraestructura y Medio Ambiente, Diciembre de 2010 <<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35808220>>
38. EPA's Green Power Partnership. Renewable Energy Certificates. [En línea] U.S Environmental Protection Agency. Washington, DC. 2008 <http://www.epa.gov/greenpower/documents/gpp_basics-recs.pdf>
39. FABRA, Natalia., MONTERO, Juan-Pablo., RAGUANT, Mar. La Competencia en el Mercado Mayorista en Chile. [En línea] Fiscalía Nacional Económica. Chile. 2014. <http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Enero13_2014.pdf>
40. FEDERAL Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). EGG- The Renewable Energy Source Act - The success story of sustainable policies of Germany. [En línea] Gröschel_ Geheeb_ Responsible Branding GmbH, Berlín, 2007. <<http://ebookbrowse.net/eeg-success-brochure-engl-pdf-d57645753>> [consulta: 4 de junio de 2014]
41. FERRIN Rosa S., Capítulo 11: Estrategias de Regulación Directa y Control. El caso de los Estándares. [en línea] Material docente Curso Economía y Medio Ambiente, Segundo Semestre año 2004. Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Quito, 2004.
42. FINNISH ENERGY INDUSTRIES. Energy Taxation in Europe, Japan and United States. [en línea] 2010 <http://energia.fi/sites/default/files/et_energiav_naytto_eng_040211.pdf>
43. FUNDACIÓN Facultad de Derecho, Estudio Análisis de casos de recursos administrativos y judiciales relacionados con la tramitación de permisos para proyectos del sector eléctrico y sus efectos en la inversiones del sector energía. Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2012.
44. FUNDACIÓN Facultad de Derecho. 2012. Estudio Análisis de casos de recursos administrativos y judiciales relacionados con la tramitación de permisos para proyectos del sector eléctrico y sus efectos en la inversiones del sector energía. Universidad de Chile, Santiago de Chile.
45. GOODWARD, Jenna., GONZALEZ, Mariana., The Bottom Line of Renewable Energy Tax Credits [en línea], World Resource Institute, 2010. <<http://www.wri.org/publication/bottom-line-renewable-energy-tax-credits>>

46. GRACE, Robert., DONOVAN, Deborah., MELNICK, Leah., When Renewable Energy Policy Objectives Conflict: A Guide for Policy Makers. [En línea] National Regulatory Research Institute. Octubre 2011 <http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/09/Grace_When_Renewable_Energy.pdf>
47. GREENMAX Sustainability & Finance, AF Mercados, Creara International. Informe Final: Identificación de Barreras Regulatorias y Propuestas de Solución para el Desarrollo de Medidas de EE y ERNC. [En línea] Corporación Financiera Internacional (IFC), Abril 2013 <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/07/SEF-Chile-Analisis-Regulatorio-Informe-Final-2.pdf>>
48. HERRERA, Jorge. Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico. [en línea] EIE561. Distribución Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. Junio 2009<http://hproject.net63.net/PublicoCokeb/JH_Normativa_Chile_Generacion_Distribuida_GD_244.pdf>
49. HM. Revenue & Customs. A general Guide to Climate Change Levy. [en línea] Octubre 2013. <http://customs.hmrc.gov.uk/channelsPortalWebApp/channelsPortalWebApp.portal?_nfpb=true&_pageLabel=pageExcise_ShowContent&id=HMCE_CL_000290&propertyType=document#P23_869>
50. HOLT, Edward., SUMMER, Jenny., BIRD, Lori. The Role of Renewable Energy Certificates in Developing New Renewable Energy Projects. NREL. Estados Unidos. 2011.
51. HOOD, Christina. 2011. Summing up the Parts. [En línea] International Energy Agency (IEA) 22p <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Summing_Up.pdf> [consulta: 20 de agosto de 2014]
52. HOOD, Christina. 2013. Integrating Carbon Pricing with Existing Energy Policies: Issues for Chile. [En línea] International Energy Agency. Francia, 5p <<http://www.iea.org/media/workshops/2013/Chilepolicyintegrationfinal.pdf>> [consulta: 30 de julio de 2014]
53. IPART. Compliance and Operation of NSW Greenhouse Reduction Scheme during 2012. [En Línea]. Greenhouse Reduction Scheme, Australia. 2012 <http://www.ipart.nsw.gov.au/Home/Industries/Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme/Compliance_and_Operation_of_the_NSW_Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme_during_2012_-_Report_to_Minister_-_December_2012>
54. IPART. NWS Greenhouse Reduction Scheme - Strengths, Weaknesses and Lessons Learned – Final Report. [En línea] Greenhouse Reduction Scheme, Australia. 2013, <http://www.ipart.nsw.gov.au/Home/Industries/Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme/NWS_Greenhouse_Gas_Reduction_Scheme_-_Strengths_weaknesses_and_lessons_learned_-_Final_Report_-_July_2013>

55. IPCC. Fuentes de Energía Renovables y Mitigación del Cambio Climático – Resumen para Responsables de Políticas y Resumen Técnico [En línea] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. 2011. <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf>
56. JIMENEZ, Susana S. Energía Renovable no Convencional: Políticas de Promoción de Chile y el mundo. [en línea] Santiago de Chile. Libertad y Desarrollo. 2011. <<http://www.lyd.com/wp-content/files/mf/sie218energiarenovablenoconvencionalpoliticadepromocionenchileyelmundojimenezseptiembre2011.pdf>>
57. KPMG International. China's 12th Five-Year Plan: Overview. [en línea] China. 2011. <<http://www.kpmg.com/CN/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Publicationserie/5-years-plan/Documents/China-12th-Five-Year-Plan-Overview-201104.pdf>>
58. LEE, Soocheol., POLLITT, Hector., UETA, Kazuhiro. An Assessment of Japanese Carbon Tax Reform Using E3MG Econometric Model. [En línea] Hidawii Publishing Corporation. <<http://www.hindawi.com/journals/tswj/2012/835917/>>
59. LEIVA, Roberto. HERRERA Cynthia. BOLOCCO, Rafael. Estudio de Contribución de ERNC al SIC al 2025 – Informe Final, ERNC – Tecnologías Nuevas y Emergentes. [En línea] Universidad Técnica Federico Santa María. Chile. 29 de Julio de 2008, <http://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroy-3%2000028.pdf> [consulta: 17 de junio de 2014]>
60. LINARES, Pedro L., SANTOS, Pedro B. Instrumentos de Regulación Ambiental en el Sector Eléctrico. [en línea] Anales de Mecánica y Electricidad. Asociación de Ingenieros del ICAI, Madrid, 2000. [pp.38-46] <<http://www.iit.upcomillas.es/pedrol/documents/instrumentosambiental.pdf>>
61. MARTINEZ, Víctor. A., MOLINA, Juan. C. Indicadores que representan los niveles de seguridad de suministro en el largo plazo en la matriz eléctrica de un país. [En línea] Departamento de Ingeniería Eléctrica- Mercados Eléctrico. Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 2008. <<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/seguridad/index.html>>
62. MENDONÇA, Miguel., JACOBS, David, SOCAOOL. Benjamin. Powering the Green Economy- The Feed-in tariff handbook. Earthscan. Londres-Washington DC. 2010.
63. MINISTER of Energy and Resource. New Zealand Energy Estrategy Strategy 2011-2012 - Developing our Energy Potential and the New Zealand Energy Efficiency and Conservation Strategy 2011-2016 [en línea] Government of New Zealand. 2011<<http://www.med.govt.nz/sectors-industries/energy/pdf-docs-library/energy-strategies/nz-energy-strategy-lr.pdf>>
64. MINISTERIO de Energía. Agenda de Energía - Un Desafío País, Progreso Para Todos. Gobierno de Chile. Santiago de Chile. mayo 2014. <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/2014/agenda-de-energia-un-desafio-pais.html>>

65. MINISTERIO de Energía. División Energías Renovables, GIZ. Centro de Energía Universidad de Chile. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno - Documento Complementario 2012 [En línea] Santiago de Chile. mayo 2012.
66. MINISTERIO de Energía. 2015. Energía 2050 - Política Energética de Chile. [En línea] Gobierno de Chile. <http://www.energia2050.cl/uploads/libros/libro_energia_2050.pdf>
67. MINISTERIO de Energía. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. [en línea] Gobierno de Chile. 28 de febrero de 2012. <<http://www.minenergia.cl/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>>
68. Ministerio de Medio Ambiente, Aprobación Nacional de Proyectos de Mecanismos de Desarrollo de Limpio [En línea] Gobierno de Chile <<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-54756.html>> [consulta: 20 de junio de 2014]
69. Ministerio de Medio Ambiente, Proyectos que cuentan con carta de aprobación nacional entregada por la Autoridad Nacional Designada del MDL. [En línea] Gobierno de Chile. <<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-44977.html>> [consulta: 15 de junio de 2014]
70. MINISTERIO de Medio Ambiente. 2011. Informe del Estado del Medio Ambiente. [En línea] Chile. 427-428pp http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Capitulo_11.pdf
71. MINISTERIO de Medio Ambiente. Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Mar de las Naciones Unidas. [en línea] Maval Chile. Chile. 2011. <http://www.mma.gob.cl/1304/articles-50880_docomunicadoCambioClimatico.pdf>
72. MORAGA Pilar. Energía, Cambio Climático y Sustentabilidad: Una mirada desde el derecho. LegalPushing. Chile. 2013.
73. MORAGA, Pilar. Las Razones de Conflictividad del Sector Eléctrico: El caso de la Consulta Indígena. [en línea] Anuario de Derecho Público, Universidad Diego Portales. Santiago de Chile, 2012. [Pp. 376-391] <http://www.udp.cl/descargas/facultades_carreras/derecho/pdf/anuario/2012/19_Moraga.pdf>
74. NACIONES Unidas. 2002. Informe de la Cumbre sobre Desarrollo Sostenible. Johannesburgo (Sudáfrica) 26 de agosto a 4 de septiembre de 2002. [En línea] Naciones Unidas, Nueva York, A/CONF.199/20. <<http://daccess-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N02/636/96/PDF/N0263696.pdf?OpenElement>>
75. NACIONES UNIDAS., CEPAL., GTZ. Fuentes Renovables de Energía en América Latina y el Caribe: Situación y Propuestas de Política. [en línea]. 2004. <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/2/14982/Lcl2132e_s.pdf>
76. NDRC. Medium and Long Term Development plan for Renewable Energy in China. China. 2007 [en línea] http://www.martinot.info/China_RE_Plan_to_2020_Sep-2007.pdf

77. O'RYAN, Raúl., DIAZ, Manuel., CLERC, Jaques. Consumo de Energía y Emisiones de Gases Efecto Invernadero Chile 2007-2030 y Opciones de Mitigación [en línea] PROGEA. Universidad de Chile. Chile. 2010 <<http://www.energycommunity.org/documents/Aplicacion%20de%20LEAP%20en%20Chile,%202010.pdf>>
78. PALMA, Rodrigo. B., JIMENEZ, Guillermo. E., ALARCON, Ignacio A. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Santiago de Chile. Proyecto de Energías Renovables No Convencionales (CNE/GTZ) 2009.
79. PALMA, Rodrigo., ORTIZ, Diego., TORRES, Rigoberto. Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad Técnica de Incorporar ERNC en los Sistemas Eléctricos Nacionales. [en línea] Centro de Energía. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Solicitado por ACERA. Junio 2012 <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/05/Informe-Final-ACERA-CE-FCFM.pdf>>
80. PARTNERSHIP for MARKET READINESS. MPR for Chile. [En línea] 20 de febrero 2013. <http://www.thepmr.org/system/files/documents/Chile_MRP_Final_20-02-2013.pdf> [consulta: 30 de julio de 2014]
81. PATAGONIA ¡Sin Represas!. Nuestra Propuesta/Plan Nacional de Desarrollo Energético. [En línea] [s.a] <http://www.patagoniasinrepresas.cl/final/contenido.php?seccion=propuesta_plannacionaldesarrolloenergetico>
82. PHILPBERT, Cedric. Interactions of Policies for Renewable Energy and Climate. [en línea] International Energy Agency. Paris. 2011. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/interactions_policies.pdf>
83. PNUMA. Hacia una economía verde: Guía para el Desarrollo Sostenible y la erradicación de la Pobreza. [en línea] 2011. <http://www.pnuma.org/eficienciarecursos/documentos/GER_synthesis_sp.pdf>
84. POCH Ambiental. 2011. Análisis de Mecanismos de Mercado para la reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero: Factibilidad de Implementación de un Sistema de Transacción de Emisiones - Informe Final [En línea] Santiago de Chile. <<http://finanzascarbono.org/comunidad/pg/file/danielmagallon/read/1693/“analisis-de-mecanismos-de-mercado-para-la-reduccion-de-gases-de-efecto-invernadero-factibilidad-de-implementar-un-sistema-de-transaccion-de-emisiones-en-chile”>> [consulta: 27 de mayo de 2014]
85. POCH, ENERGÉTICA. Consultoría Especializada en ERNC – Informe Final, Para BHP Billiton – Base Metals. Chile. Junio de 2011.
86. POTERBA James M. 1991. Tax Policy to Combat Global Warming: On Designing a Carbon Tax. [En línea] National Bureau of Economic Research, Department of Economics Massachusetts Institute of Technology . Cambridge, MA 02139

87. PRICEWATERHOUSECOOPERS. Beneficios Económicos de las Energías Renovables No-Convencionales en Chile. [en línea] A petición de ACERA y NRDC. Septiembre 2013 <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/12/11.2013-Beneficios-Economicos-ERNC.pdf>>
88. PRODUCTIVITY Commission. Carbon Emission Policies in Key Economies. [en línea] Australian Government. 2011. <<http://www.pc.gov.au/projects/study/carbon-prices/report>>
89. PROGRAMA Chile Sustentable. Análisis de Barreras para el Desarrollo de Energías Renovables No Convencionales [En línea] Julio 2011. <http://www.chilesustentable.net/wp-content/plugins/downloads-manager/upload/Barreras_ERNC_nov2011.pdf>
90. PROGRAMA Chile Sustentable. Energía en Chile ¿Para qué y para quién? [en línea] Santiago de Chile. 2013. <http://www.energiaciudadana.cl/sites/default/files/node/documento/archivo/energia_para_que_para_quien_14marzo2013.pdf>
91. PROGRAMA Chile Sustentable. Proyecto de Ley Para la Promoción de Energías Renovables en Chile. [En línea] LOM Ediciones. Chile. enero 2004 <http://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/01/chact_hidroy-1%2000001.pdf>
92. Programa de Gobierno Michelle Bachelet 2006-2010. [en línea] 18 de Octubre de 2005. <<http://michellebachelet.cl/programa/>>
93. PROGRAMA de las Naciones Unidas. Informe sobre Desarrollo Humano 2013. [en línea] 2013. <<http://www.undp.org/content/undp/es/home/librarypage/hdr/human-development-report-2013/>>
94. RADER, Nancy., HEMPLING, Scott. The Renewable Portafolio Standards – A Practical Guide. [En línea] National Association of Regulatory Utility Commissioners. U.S. Department of Energy, United States. 2001 <<http://www.naruc.org/Publications/rps.pdf>>
95. REGIONAL Greenhouse Gas Initiative. Inc. Regional Investment of RGGI CO2 - Allowance Proceeds, 2011. [En línea] Estados Unidos. 2012. <<http://www.rggi.org/docs/Documents/2011-Investment-Report.pdf>>
96. SEPULVEDA, Enrique R. 2010. Sistema y Mercado Eléctrico. Santiago de Chile, LegalPublishing: AbeledoPerrot.
97. SHARMA Sanpete. 2013 Implications of Cash Transfers of Subsidies in the Energy Sector in India. National Ecology and Environment Foundation (NEEF), India. Chapter 8. Pp. [267-290]. <http://www.eria.org/RPR_FY2012_No.26_chapter_8.pdf>
98. SYSTEP. Reporte Mensual del Sector Eléctrico. Volumen 7 número 3, marzo 2014 [En Línea] <http://systep.cl/documents/reportes/032014_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf>

99. VERGARA, Alejandro B. 2004. Derecho Eléctrico. Santiago de Chile. Editorial Jurídica de Chile.
100. WALSH Kevin. 2013. Renewable Energy Financial Incentives: Focusing on Federal Tax Credits and the Section 1603 Cash Grant: Barriers to Development. [En línea] Vol. 36:2. University of California, Davis. Estados Unidos. [207-244pp], 216p. <<http://environs.law.ucdavis.edu/issues/36/2/walsh.pdf>>
101. WISER, Ryan., PICKLE, Steven. Financing Investments in Renewable Energy: The Role of Policy Design and Restructuring. [En línea] Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. University of California. Berkeley. California. Marzo 1997 <<http://eande.lbl.gov/sites/all/files/publications/report-lbnl-39826.pdf>>
102. WORKING Group. Security of Electricity Supply. [En línea] Union of the Electricity Industry-Eurelectric. Bélgica. 2006. <http://www.globalregulatorynetwork.org/Resources/SecurityofElectricitySupply.pdf>
103. WORLD Bank, State and Trends of Carbon Pricing [En línea] Washington, DC: World Bank, Mayo 2014. <www.worldbank.org>
104. WORLD Resource Institute. 2013. Meeting Renewable Energy Targets: Global Lessons from the Road Implementation - Report [En línea] 10p. <http://awsassets.panda.org/downloads/meeting_renewable_energy_targets_low_res.pdf>

ARTÍCULOS DE REVISTAS Y DE OPINIÓN

1. AGUIRRE, Francisco L. Precios Marginalistas de la Electricidad ¿Justos? [en línea] Central Energía. 22 de Agosto de 2011. <<http://www.centralenergia.cl/2011/08/22/precios-marginalistas-de-electricidad-¿justos/>>
2. ALDAY, Marcela. Licitación de terrenos de Bienes Nacionales para proyectos de generación eléctrica. [En línea] Sysstep. 21/05/2014. <<http://www.centralenergia.cl/2014/05/21/licitacion-de-terrenos-de-bienes-nacionales-para-proyectos-de-generacion-de-energia/>> [consulta 24 de julio de 2014]
3. AQUÍ Europa. La Coalición de Johannesburgo para las Energías Renovables define sus prioridades estratégicas. [En línea] Mi+d. 10 de marzo de 2003. <<http://www.madrimasd.org/informacionidi/noticias/noticia.asp?id=11770>>
4. ASTUDILLO Antonio. El Proyecto con que el gobierno reemplazará la Carretera Eléctrica. [En línea] La Tercera en Internet 02/06/2014. <<http://www.latercera.com/noticia/negocios/2014/06/655-580664-9-el-proyecto-con-que-el-gobierno-reemplazara-la-carretera-electrica.shtml>>

5. ASTUDILLO Antonio. El Proyecto con que el gobierno reemplazará la Carretera Eléctrica., La Tercera en Internet, 02/06/2014. <<http://www.latercera.com/noticia/negocios/2014/06/655-580664-9-el-proyecto-con-que-el-gobierno-reemplazara-la-carretera-electrica.shtml>> [consulta: 23 de junio de 2014]
6. ASTUDILLO, A. y VIANCOS, C. Expertos: Falta de competencia en sector eléctrico incide en altos precios de energía. [En línea] La Tercera en Internet. Chile. 30 de abril de 2011, <<http://diario.latercera.com/2011/04/30/01/contenido/negocios/10-67528-9-expertos-falta-de-competencia-en-sector-electrico-incide-en-altos-precios-de.shtml>> [consulta: 14 de agosto de 2014]
7. ASTUDILLO, Antonio., Empresas de ERNC advierten que bases de licitación de suministro las discriminan. [En línea] La Tercera edición Impresa, Lunes 06 de Mayo de 2013. <<http://diario.latercera.com/2013/05/06/01/contenido/negocios/10-136124-9-empresas-de-ernc-advierten-que-bases-de-licitacion-de-suministro-las-discriminan.shtml>>
8. BARAÑAO, Joaquín. ¿Por qué subsidiar las ERNC? [En línea] Central Energía. 24 de junio de 2010 <<http://www.centralenergia.cl/2010/06/24/?por-que-subsidiar-las-ernc/>>
9. Bruselas propone recortar las emisiones en 40% y los ecologistas lo tachan de “ridículo” [en línea] 20 minutos España. 22 de enero de 2014. <<http://www.20minutos.es/noticia/2036282/0/comision-europea/emisiones/energias-renovables/>>
10. CASTILLO, Rodrigo. “Cuentas de la electricidad seguirán al alza, pero la pregunta es en qué volumen”. [En línea] Revista Electricidad. 15 de diciembre de 2014. <<http://www.revistaei.cl/2014/12/15/rodrigo-castillo-cuentas-de-la-electricidad-seguiran-al-alza-pero-la-pregunta-es-en-que-volumen/>>
11. CENTRO de Energías Renovables. Fondo del Gobierno pone más de \$560 millones para desarrollar proyectos de Energías Renovables. [En línea] 3 de junio de 2014. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. <<http://cer.gob.cl/blog/2014/06/fondo-del-gobierno-pone-mas-de-560-millones-para-desarrollar-proyectos-de-energias-renovables/>>
12. COMISIÓN Asesora para el Desarrollo Eléctrico entrega informe final de trabajo al Presidente Sebastián Piñera. [en línea] InfoEnergía, 16 de noviembre de 2011. <<http://estudiosdelaener.blogspot.com/2011/11/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>>
13. DAVIDSON, David. Transforming China’s Grid: Sustaining the Renewable Energy Push. [en línea] The Energy Collective. 24 de septiembre de 2013. <<http://theenergycollective.com/michael-davidson/279091/transforming-china-s-grid-sustaining-renewable-energy-push>>
14. ESTURILLO, Jessica. Mayor peso sobre ERNC abre debate sobre necesidad de adaptar el sistema eléctrico. Diario Financiero. [En línea] <<https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/mayor-peso-de-ernc-abre-debate-sobre-necesidad-de-adaptar-el-sistema/2016-08-17/212252.html>>

15. EUROPA - Síntesis de la Legislación de la EU. Energías Renovables: Promoción de la Electricidad Generada a partir de Fuentes de Energía Renovables. [En línea] <http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27035_es.htm>
16. FINAT, Carlos. La importancia del desarrollo de las ERNC en la nueva matriz energética de Chile. [En línea] ACERA. 14 de Abril de 2014. Santiago. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2014/04/2014-04-15-USACH-ACERA-V2.pdf>> [consulta: 30 de agosto de 2014]
17. FINNISH ENERGY INDUSTRIES. 2010. Energy Taxation in Europe, Japan and United States. [En línea] 6p. <http://energia.fi/sites/default/files/et_energiav_naytto_eng_040211.pdf> [consulta: 21 de mayo 2014]
18. FUNDACIÓN Chile 21. Análisis de la Ley ERNC (20.257) [En línea] Santiago de Chile. 2009. <<http://www.chile21.cl/wp-content/uploads/2009/09/Analisis-de-la-Ley-ERNC.pdf>>
19. GARCIA, Cristina F. 2013. Reflexiones Acerca del Impuesto sobre el Carbono como Incentivo de Mercado en el Contexto Actual de Crisis. Nómadas. Revista Crítica de Ciencias Sociales y Jurídicas N° 37 (2013.1), Universidad Complutense de Madrid, Madrid, 10p. <http://dx.doi.org/10.5209/rev_NOMA.2013.v37.n1.42563>]
20. Gobierno lanza Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. [en línea] Economía y Negocios online. Emol. Santiago de Chile. 3 de mayo de 2011. <<http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=84306>>
21. GOMEZ, Daniel., Minería y ERNC: Amenazados por convivencia. [En línea] Qué Pasa Minería. 16 de marzo 2014. <<http://www.quepasamineria.cl/index.php/galerias/item/2761-amenazados-por-convivencia>>
22. INTERNATIONAL Energy Agency. 2012 Amendment of the Renewable Energy Sources Act -EEG- [en línea] <<http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name,25107,en.php>> [consulta: 4 de junio de 2914]
23. La Comisión Europea afloja su apuesta por las renovables [En línea] energías renovables. 22 de enero de 2014. <<http://www.energias-renovables.com/articulo/la-comision-europea-afloja-su-apuesta-por-20140122>> [consulta 24 de mayo de 2014]
24. LA TERCERA. Entrevista- Golborne: Falta algún componente donde haya más preocupación por bajar e precio final de la electricidad [en línea] 8 de mayo de 2011. <<http://papeldigital.info/negocios/2011/05/08/01/paginas/006.pdf>>
25. LEFF, Enrique. Saber Ambiental. [En línea] Siglo XXI Editores. 1998. 6a edición, 2010. <<http://www.otrodesarrollo.com/desarrollosostenible/LeffAmbienteGlobalizacion.pdf>>

26. LEWIS, Joana. Energy and Climate Goals of China's 12th Five-Year Plan. [En línea] Pew Center on Global Climate Change. 2011. <<http://www.c2es.org/docUploads/energy-climate-goals-china-twelfth-five-year-plan.pdf>>
27. Los Pendiente que deja la Promulgación de la Ley 20/25. [En línea] Ruta de la Sustentabilidad, La Segunda, miércoles 30 de octubre de 2013, <http://www.lasegunda.com/especiales/sustentabilidad/octubre_2013.pdf>
28. MALDONADO, Pedro G. Desarrollo energético sustentable: un desafío pendiente [en línea] Universidad de Chile. Chile. 2006. <<http://www.uchile.cl/noticias/32284/desarrollo-energetico-sustentable-un-desafio-pendiente>>
29. MALDONADO, Pedro. [s.a 201-] ¿Qué política energética necesita Chile? [en línea] <<http://www.inap.uchile.cl/columna-de-opinion/671-ique-politica-energetica-necesita-chile.html>>
30. MAZZO, Rodrigo. Las Leyes Corta I, Corta II y de ERNC: Potenciando el Mercado de la Energía Eléctrica. Biblioteca del Congreso Nacional. 27 de enero de 2010. <http://www.bcn.cl/carpeta_temas_profundidad/ley-corta-1-2-electricidad>
31. MINISTRY of the Environmental. Details on the Carbon Tax (Tax for Climate Change Mitigation). [En línea] Japón, 2012. 2p. <http://www.env.go.jp/en/policy/tax/env-tax/20121001a_dct.pdf> [consulta: 21 de mayo de 2014]
32. NAHI Paul. Government Subsidies: Silent Killer of Renewable Energy. [en línea] Forbes. 14 de febrero de 2013. <<http://www.forbes.com/sites/ciocentral/2013/02/14/government-subsidies-silent-killer-of-renewable-energy/>>
33. Ofertas económicas para suministro eléctrico son 20% más bajas que licitación de 2013. [En línea] Revista Electricidad. 11 de diciembre de 2014. <<http://www.revistaei.cl/2014/12/11/ofertas-economicas-para-suministro-electrico-son-20-mas-bajas/>>
34. ORELANA, Gustavo. Gobierno alista plan para frenar explosivo aumento de solicitudes de concesión minera. [En línea] Pulso. 15 de octubre de 2013. <<http://www.pulso.cl/noticia/empresa-mercado/empresa/2013/10/11-31531-9-gobierno-alista-plan-para-frenar-explosivo-aumento-de-solicitudes-de-concesion.shtm>>
35. 'ORPIS, Jaime. La Energía en Chile: La visión debe ser de largo plazo. [En línea] En: Seminario "Contribución de las Energías Renovables No Convencionales en el Desarrollo Minero Sustentable", 5 de septiembre de 2012. SONAMI. Santiago de Chile, <<http://www.sonami.cl/files/presentaciones/543/03.-%20LA%20ENERGIA%20EN%20CHILE-LA%20VISION%20DEBE%20SER%20DE%20LARGO%20PLAZO.pdf>> [consulta: 20 de julio de 2014]

36. OSORIO, Víctor. Territorio fiscal para crecer en energía y sustentabilidad [En línea] Ministerio de Bienes Nacionales. 24 de junio de 2014. <<http://www.bienesnacionales.cl/?p=12057>>
37. PACHECO, Germán. Seguros de Garantía y ERNC. [En línea] Acera. <<http://www.acera.cl/?p=3363>>
38. SAN JUAN, Patricia. Licitación de suministro eléctrico para clientes regulados recibe ofertas récord. [En línea] La Tercera. 27 de julio de 2016. <<http://www.latercera.com/noticia/negocios/2016/07/655-690437-9-licitacion-electrica-para-clientes-regulados-recibe-ofertas-record.shtml>>
39. STRAM, Bruce N. 2014. A New Strategic Plan for Carbon Tax. [En línea] Energy Policy. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.023j>>
40. SYSTEP. Costos Marginales, Estrategias Comerciales y Regulación. [en línea] Central Energía. Santiago de Chile. 20 de septiembre de 2011. <<http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/>>
41. SYSTEP. Los Precios de la Energía Eléctrica – Un Puzzle difícil de Seguir. [en línea] Central Energía. 12 de enero de 2011. <<http://www.centralenergia.cl/2011/01/12/los-precios-de-la-energia-electrica--un-puzzle-dificil-de-seguir/>>
42. WEISNER Rodrigo. Proyecto de Ley Carretera Eléctrica: señales confusas para el mercado. [En línea] Revista Electricidad. miércoles 6 de noviembre. 2013. <<http://www.revistaei.cl/columnas/proyecto-de-ley-de-carretera-electrica-senales-confusas-para-el-mercado/>>
43. WEISSMAN, Ivan. Por qué el mercado ya no funciona en el sector eléctrico. [En línea] El Mostrador. Chile. 28 de junio de 2013. <<http://www.elmostradormercados.cl/destacados/electricas-4/>>

SITIOS WEB

1. ACERA. [En línea] <http://www.acera.cl/>
2. ACHEGEO. [En línea] <<http://www.achegeo.cl/energiageotermica.html>> [consulta: 24 de mayo 2015]
3. Antiguo sitio web Ministerio de Energía. [En línea] Gobierno de Chile. <http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/ern_c/instrumentos_de_fomento.html>
4. ASOCIACIÓN Española de la Industria Eléctrica (UNESA), [En línea]. <<http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa/regulacion-del-sistema-electrico-espanol/1871-rd661#Inicio>>
5. CENTRO de Energía Renovables. <<http://cer.gob.cl/gestion-energetica/fuentes-de-financiamiento/>>

6. COMISION Ciudadana Técnica Parlamentaria para la Política y Matriz Eléctrica. [En línea] <<http://www.energiaciudadana.cl/pagina/comision-ciudadana-tecnico-parlamentaria-para-la-politica-y-la-matriz-electrica#.U3qpYtznIEQ>>
7. COMISION Nacional de Energía. [en línea] Chile <<http://www.cne.cl>>
8. CORFO. Concurso Capital Semilla [En línea] <<http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-capital-semilla>>
9. DESIREUSA. [En línea] <<http://www.dsireusa.org>>
10. Energy.Gov [En línea] <<http://energy.gov/savings/renewable-electricity-production-tax-credit-ptc>>
11. EPA. REC Tracking. [En línea] <<http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/tracking.htm>>
12. Escenarios Energéticos Chile 2030. [En línea] Chile. Julio 2013. <<http://escenariosenergeticos.cl>>
13. EUROPEAN COMMISSION. Climate Action - EU-ETS 2005-2012. [En línea]. <http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013/index_en.htm>
14. FINANZAS Carbono. El Mercado de Carbono Europeo (EU ETS). [en línea] <<http://finanzascarbono.org/mercados/acerca/comercio-emisiones/ets/>>
15. Greenhouse Gas Reduction Scheme. [en línea] <<http://www.greenhousegas.nsw.gov.au/>>
16. IPART. Greenhouse Gas Reduction Scheme. [En línea] <<http://www.greenhousegas.nsw.gov.au/documents/FS-Sch-Certs-03.pdf>> [consulta: 22 de mayo de 2014].
17. MINISTERIO de Energía. [En línea] Gobierno de Chile <<http://cer.gob.cl/concurso-preinversion/>>
18. MINISTERIO de Medio Ambiente. [en línea] Gobierno de Chile <<http://www.mma.gob.cl/1304/w3-channel.html>>
19. MINISTRY of the Environmental [en línea] Japón. 2012 <http://www.env.go.jp/en/policy/tax/env-tax/20121001a_dct.pdf>
20. ORIGYN. Renewable Energy Target. [En línea] <<http://www.originenergy.com.au/4244/Renewable-Energy-Target>>
21. REGIONAL Greenhouse Gas Initiative. [En línea] <<http://www.rggi.org/>>
22. U.S. Department of Treasury. Recovery Act - 1603 Program: Payments for Specified Energy Property in Lieu of Tax Credit [en línea] <<http://www.treasury.gov/initiatives/recovery/Pages/1603.aspx>>
23. UNITED NATIONS. Los Acuerdo de Cancún [En línea] <http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/la_convencion/conferencias/cancun/items/6212.php> [consulta: 25 de junio de 2014]
24. United States Environmental Protection Agency (EPA). Renewable Energy Certificates. [En línea] <<http://www.epa.gov/greenpower/gpmarket/rec.htm>>
25. WORLD Coal Association. Carbon Capture and Storage Technologies. [en línea] <<http://www.worldcoal.org/coal-the-environment/carbon-capture-use--storage/ccs-technologies/>>

PRESENTACIONES EN CONGRESO Y SEMINARIOS

1. AHUMADA, Erik. Sistema de Transmisión para Ley 20/25. [En línea] Transelec. En: La Ley 20/25 Una Nueva Visión para las ERNC en Chile. Seminario ACERA. Santiago de Chile 20 de Octubre de 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/10/Erick-Ahumada.pdf>>
2. CONTRERAS, Manuel. Desarrollo de las ERNC en Chile. Desafíos Regulatorios - Desarrollo de Proyectos y Modelos de Ejecución. [En línea] Elecgas. 2009. <http://www.elecgas.cl/pdf/2009/modulo%205/Juan_Manuel_Contreras_2.pdf>
3. FINAT, Carlos. Carta del Director Ejecutivo- Desafíos de una Industria en Transición. [En línea] News Letter - Diciembre 2013. ACERA. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2014/02/ACERA-NEWS_Diciembre-2013.pdf> [consulta: 20 de junio de 2014]
4. FINAT, Carlos. Experiencia y visión de las energías renovables y eficiencia energética en Chile - Construyendo una matriz energética sustentable sobre la base de la Ley 20/25. ACERA. Santiago de Chile. Octubre de 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/11/2013-10-17-ACERA-V1.pdf>>
5. FINAT, Carlos., Marco Normativo General del Sector Eléctrico Chileno, En: Seminario ACERA: Ley 20/25 una Nueva visión para las ERNC. Madrid, 4 de diciembre de 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2014/01/ACERA.pdf>>
6. GALAZ Ramón. Alternativas de Comercialización Actuales en el Mercado Eléctrico Chileno. En: Ciclo de Talleres Realizados por CE-CORFO y CE-FCM: Agosto 2012, Santiago de Chile. [en línea] <http://cer.gob.cl/wp-content/uploads/downloads/2012/08/TALLER_RGA.pdf>
7. GALAZ, Ramón. Ley que Fomenta la Incorporación de las ERNC. [en línea] Valgesta Energía, Octubre 2013. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/10/Ramon-Galaz.pdf>> [consulta: 10 de junio de 2014]
8. GENERADORAS de Chile A.G. Desafíos Eléctricos para Chile, [En línea] En: Provexpo. Coquimbo. 2 de Octubre de 2013. <<http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Microsoft-PowerPoint-Seminario-La-Serena-RENE-MUGA-Sólo-lectura.pdf>>
9. GONZALEZ, C. ¿Qué paso con la opción de la Energía Nuclear en Chile?. [En línea] LA TERCERA. 2 de febrero, 2015. <<http://www.latercera.com/noticia/tendencias/2015/02/659-615206-9-que-paso-con-la-opcion-de-la-energia-nuclear-en-chile.shtml>>
10. LAGOS Jorge., LE BLANC Arturo., AHUMADA Erik. Proyecto de Ley “Carretera Eléctrica” de Transmisión. [En línea] Transelec. Chile. 10 de diciembre de 2012. <<http://www.ingenieros.cl/wp-content/uploads/2013/01/Ver-Presentacion-Transelec-Carretera-Elctrica-Senado.pdf>>

11. MARTINEZ, Tomás. Incorporación de las ERNC en la matriz energética, Presentación Seminario ACERA. 10 de Octubre de 2010. [en línea]. <<http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2013/10/Tomás-Martinez.pdf>>
12. OLIVARES Alfredo., El Estado de las ERNC en Chile, [en línea] En: Seminario Iberoamericano de Eco-Innovación. Congreso Nacional de Medio Ambiente 2012, Madrid, noviembre 2012 <http://www.conama2012.conama.org/conama10/download/files/eima2013/Chile/1896709629_ppt_AOlivares.pdf>
13. VIOLIC, Rodrigo. Entorno Económico y Financiero para el Desarrollo de las Energías Renovables –Financiamiento de Proyectos de ERNC en Chile En: IV Encuentro de Energías Renovables. Centro de Energías Renovables, Ministerio de Energía. Gobierno de Chile. Santiago de Chile. 10 de mayo 2012.<http://cer.gob.cl/archivos/sextoencontro/m4/RodrigoViolic_presentacion_vi_encuentro.pdf>

TESIS

1. GONZÁLEZ, Camilo P. Energías Renovables para Uso Domiciliario: descripción, marco regulatorio e instrumentos de fomento. Memoria para optar al Grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales. Universidad de Chile, Facultad de Derecho. Santiago de Chile. 2013.
2. PINZÓN, GUSTAVO, M., RODRIGUEZ, JAVIER. S., Project Finance. [en línea] Trabajo de Grado para optar al título de abogado. Facultad de Derecho y Ciencias Jurídicas. Departamento de Derecho Económico. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá Colombia. 2000. <<http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/derecho/dere2/Tesis18.pdf>>