CENTRO DE ESTUDIOS
FISCALÍA DEL MEDIO AMBIENTE (FIMA)

ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: INCENTIVOS REGULATORIOS PARA LA DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA EN CHILE.

Por Andrés Pirazzoli P.
Paper base para artículo publicado en Revista Justicia Ambiental
Proyecto de Memoria de prueba para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas

Antecedentes generales

El artículo 19 de la Constitución Política de la República en su numeral 8º asegura a todas las personas el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, y establece que es deber del Estado velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza.

Bajo este supuesto, la generación de energía necesaria para el crecimiento económico de nuestro país debe llevarse a cabo de manera tal que, por una parte, permita a las personas desarrollar actividades económicas con la garantía de contar con un abastecimiento eléctrico permanente y a precios que permitan su continuidad en el tiempo, y por otra, que no se lesione o se ponga en peligro el medio ambiente en su dimensiones económicas, sociales, culturales y naturales.

En este contexto surge la discusión relativa a las Energías Renovables.

Si bien en Chile la discusión legislativa sobre las Energías Renovables (ER) es relativamente reciente, en otros países, especialmente en los industrializados, la discusión es de antigua data. Buena parte de los países de la Unión Europea (UE) y de los estados de Estados Unidos (EEUU) las contemplan en sus planes de seguridad energética desde hace casi dos décadas[1], aunque su discusión fue motivada con anterioridad en escenario de crisis[2]. A diferencia de ellos, Chile comienza a

[1]En este sentido Domingo López, Enrique: *Régimen jurídico de las energías renovables y la cogeneración eléctrica*. Alemania, España y EEUU vieron nacer sus primeros sistemas de fomento de generación eléctrica de origen renovable a partir de finales de los años ochenta y principios de los noventa.

[2] A partir del 17 de octubre de 1973, a raíz de la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo Árabes (OAPEC) (que agrupaba a los países miembros árabes de la OPEP más Egipto y Siria), anunciando que no exportarían más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto. Esta medida incluía a Estados Unidos y a sus aliados de Europa Occidental. Al mismo tiempo, los miembros de la OPEP acordaron utilizar su influencia sobre el mecanismo que fijaba el precio mundial del petróleo para cuadruplicar su precio, después de que fracasaran las tentativas previas de negociar con las "Siete Hermanas". Debido a la dependencia que tenía el mundo industrializado del petróleo de la OPEP, este aumento de precio provocó un fuerte efecto inflacionista y una reducción de la actividad económica de los países afectados. Los países afectados respondieron con una serie de *medidas permanentes para frenar su dependencia exterior*. (Wikipedia: La crisis del petróleo de 1973) Entre aquellas medidas se cuenta la exploración de nuevas fuentes energéticas autóctonas, como las renovables.

plantearse hace tan solo un par de años, y también en el marco de una crisis energética inminente, la necesidad de su incorporación a la matriz energética[3].

En la actualidad Chile enfrenta un doble desafío, tanto tecnológico como normativo. El desafío es tecnológico, porque la implementación de las ER en nuestro territorio requiere del manejo de conocimientos y materiales que en nuestros días son poco conocidos. Por otro lado, nos enfrentamos a un desafío normativo importante. Si es voluntad de Chile el acoger tecnologías renovables de generación de electricidad, resultará esencial para una recepción y un desarrollo eficientes y eficaces, un marco jurídico que se adecue a la realidad chilena.

La observación de la experiencia comparada resulta en ambos casos beneficiosa, pero resulta especialmente relevante en el aspecto normativo. Poner atención a la evolución que han tenido los distintos sistemas jurídicos de fomento de la ER en otros países, será clave para encontrar la solución normativa idónea para nuestra realidad específica. Si bien gran parte del trabajo normativo será de creación, otro tanto lo será de observación.

La discusión en Chile se centra actualmente en la conveniencia de adoptar medidas de corto, de mediano o de largo plazo para sortear una crisis energética y en relación a ésta, la discusión de como darle un espacio a las ER en el mercado de generación. En países del Reino Unido, en Alemania, España y otros de la UE, y en varios estados de EEUU como California o Texas, comienzan a sacar las cuentas y a analizar los resultados de la aplicación por casi veinte años de sus políticas de promoción de las ER.

---

[3] La llamada *Ley Corta I* publicada en marzo de 2004, propició la entrada de este tipo de energías al mercado de generación. En su artículo 71º-7, además de hacer un breve listado de aquellos que pueden ser considerados como medios de generación de fuente no convencional (geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión Nacional de Energía), señala en su primer inciso el primer incentivo regulatorio: exceptúa a aquellos cuyo excedente de potencia suministrada sea inferior a 20 MW, del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal.

A ella le siguió la llamada *Ley Corta II* la que, publicada en mayo de 2005, señaló el segundo incentivo regulatorio en el inciso final de su artículo 96° ter, que los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 71º-7, tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados, al precio promedio señalado en el inciso primero del artículo 96°ter.

Todas estas potencias energéticas han acogido a las ER sobre la base de un mercado energético liberalizado y competitivo, cuyos pilares fundamentales son la libertad de contratación, la libertad de emprendimiento y el libre acceso a las redes de transporte y distribución. A partir de la apertura de sus mercados y de la entrega a manos privadas del proceso de generación y distribución –el estado se ocupa de la regulación a través de un ente independiente- se persigue alcanzar una mayor eficiencia y la reducción progresiva de los precios que tendrán que pagar los consumidores por la energía[4]. La promoción de las ER se ha enfrentado por lo tanto, siempre en escenarios competitivos.

Algunos ejemplos en la experiencia comparada

Inglaterra ha probado desde 1989 dos sistemas de fomento de las ER. Hoy se plantea la necesidad de adoptar un tercero que supla las falencias de los dos anteriores[5] y le permita alcanzar los ambiciosos objetivos que se ha propuesto en producción de energía eléctrica a través de ER[6].

Alemania, precursora -entre otros- de las políticas de promoción de las ER, es reconocida en la actualidad por llevar la delantera en materia de regulación

[4] En este sentido nuestro sistema energético presenta notables similitudes con los mercados mencionados. Los principios generales que lo rigen, contenidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (El DFL Nº 1 de 1982 y sus posteriores modificaciones: Leyes 19.940 y 20.018, normativa que regula entre otros el sector de la generación eléctrica en Chile.) plantean la cautela de la eficiencia, la competencia y la libertad de emprendimiento.

[5] La Revista Business & Money publicó el 28 de enero de 2007 un artículo en el que, haciendo un repaso de lo que ha sido la política de promoción de las ER adoptada por el gobierno inglés a partir de 2002 -la Renewables Obligation Scheme- plantea la necesidad de desecharla por estimar algunos sectores del mercado energético, que se trata de una política ineficiente y demasiado cara. Otros, dice este artículo de Tim Webb, creen que si bien el sistema podría mejorarse, ha arrojado mejores resultados que la antigua Non Fósil Fuel Obligation, política de promoción de las ER implementada a partir de 1990.

[6] L. Mander, Sarah. *Regional Renewable Energy Policy: A process of coalition building*. Revista Global Environmental Politics, Massachusetts Institute of Technology, mayo de 2007, pg. 4. Actualmente el 4% de las necesidades energéticas de Inglaterra son suplidas a través de ER. El objetivo es alcanzar un 10% para 2010 y un 20% para el 2020.

energética[7]. Desde 1991 Alemania ha procurado inyectarle vitalidad al mercado de generación de las ER, básicamente a través de la implementación de dos modelos[8]. Hoy rige para la promoción de las energías eólica, solar, hidráulica, biomasa y geotérmica, un sistema de precio fijo que se determina para cada tecnología en particular de acuerdo a su nivel de madurez en el mercado y a sus necesidades específicas de desarrollo. El sistema regulatorio alemán es observado con atención en Europa y el resto del mundo ya que ha sido capaz de conciliar durante años la seguridad energética con la eficiencia económica y la sustentabilidad ambiental. Hoy se encuentra frente al desafío de alcanzar los objetivos de generación que se propuso luego del Protocolo de Kyoto[9], logrando reducir al mismo tiempo el costo que su política de fomento significa para el Estado[10].

Se ha dicho en Chile en distintos sectores que la experiencia australiana ha sido atentamente seguida para la elaboración de proyectos de promoción de las ER

---

[7] Informe de la International Energy Agency, *Germany 2007,* abril de 2007, pg.7.

[8] Rickerson, Wilson & C. Grace, Robert, *The debate over fixed price incentives for renewable electricity in Europe and the United States: fallout and future directions.* The Heinrich Boll Fundation. February 2007. pg. 6. La *Stromeinspeisungsgesetz* fijó el precio de las ER en un 90% del precio de mercado de la energía proveniente de fuentes convencionales. Cuando el precio de venta declinó a tal punto que el desarrollo de las ER se estancó, Alemania introdujo en 2000 la norma conocida como *Erneuerbare Energein Gesetz*, bajo cuyo imperio la tarifa de las ER es fijada con independencia del precio "retail" y por un período no menor a 20 años para cada generador. Así mismo, cada año y según el tipo de tecnología de la que se trate, esta tarifa fija va descendiendo, de manera que si bien los generadores se aseguran obtener una cantidad X de Euros por kilowatt hora durante 20 años, un generador que se conecta a la red en 2007, recibirá más por su energía que aquel que se conecta en 2008 (de acuerdo a la información del Ministerio Federal del Medio Ambiente (BMU), las tasas de declinación por año oscilan entre el 1% y el 6,5% para la energía solar y son inexistentes en el caso de las mini hidráulicas quienes obtienen el beneficio por 30 años).

[9] *Stern Review: The Economics of Climate Change*, pg. 367. Para 2010 se espera que un 12,5% del consumo energético total de Alemania provenga de ER y que esta cifra se eleve sobre el 20% para 2020.

[10] De acuerdo a un pronóstico contenido en el informe de la IEA *Germany 2007,* Alemania estaría produciendo para el año 2012 nada menos que 89,4 TWh provenientes de ER, a un costo de 9,4 millones de Euros. (VDN, *EEG-Mittelfristprognose Entwicklungen 2000-2012*, 29 September 2006.)

en Chile. Pues bien, con varios años de experiencia en la escena[11], Australia ha aplicado un sistema complejo de incentivos normativos y de mercado para incrementar la porción de renovables en su matriz. Si bien permanece como uno de los pocos países desarrollados que no ha ratificado el Protocolo de Kyoto, ello no le ha impedido investigar e incentivar la generación eléctrica vía ER. A partir del año 2000, con la promulgación de la *Renewable Energy Act 2000*[12], Australia se ha propuesto incrementar la producción de energía eléctrica con ER en 9500 GWh por año a 2010, con la introducción del *Mandatory Renewable Energy Target* (MRET). El MRET es una norma que obliga a los distribuidores a obtener un número determinado de Renewable Energy Certificates (REC´s) o certificados de energía renovable proporcional a la electricidad que distribuyen. De no cumplir con esta obligación enfrentan una multa de US$ 31 por cada REC que dejen de obtener. Cada REC representa 1 MWh de electricidad proveniente de ER. Al igual que en Inglaterra se estableció un mercado en el cual esos certificados son transados, de manera que de enfrentarse a un potencial incumplimiento, los distribuidores pueden adquirir esos certificados provenientes de las compañías excedentarias. Han surgido críticas al sistema, que indican que la meta de 9500 MWh es baja, pero el MRET seguriá vigente en Australia hasta 2020[13]. Además del MRET, el gobierno australiano dispone de un fondo de I&D enfocado al incentivo de las ER.

A partir de la crisis de 1974, EEUU comenzó a sentir las molestias de su dependencia del crudo. El alza en los precios del petróleo alertó a las autoridades sobre la urgencia de la conservación de su energía y de la necesidad de desarrollar

---

[11] Australia hace esfuerzos por diversificar su matriz energética desde los años 60´s con la introducción de la generación hidroeléctrica. La cogeneración y la biomasa penetran el mercado de generación a partir de los 70´s y 80´s respectivamente.

[12] Australian Goverment, Department of Environment and Water Resources, Australian Greenhouse Office. http://www.greenhouse.gov.au/renewable/

[13] Mc Affrey, John. *Australia: Renewable Energy Opportunities Down Under*, artículo publicado www.renewableenergyacces.com el 5 de marzo de 2007. Muchos de los estados de Australia se encuentran elaborando sus esquemas de promorción de las ER, entre ellos New South Wells y Victoria, y se espera que entre en vigor durante 2007.

fuentes alternativas. Con la dictación de la PURPA y de la posterior EPA[14], EEUU consolidó un sistema eléctrico liberalizado, con un mercado competitivo de generación y con acceso libre a las redes.

Desde entonces el Departamento de Energía de los EEUU (DOE), ha mantenido una –inestable- política de promoción de las ER, con el objeto de hacerlas mas competitivas a nivel de costos[15]. Etanol, hidrógeno, eólicas, solares, hidroeléctricas y geotérmicas, han sido objeto de su política de promoción a través de fondos destinados a I & D.

Ya sea a través de ayuda financiera directa, de franquicias tributarias o de mandatos legales, EEUU ha intentado como Estado disminuir su dependencia del petróleo y de otros combustibles fósiles como el carbón o el gas. Sin embargo, su dependencia continúa y con tendencia al ascenso, mientras los patrones de gasto de sus consumidores se mantienen. EEUU se enfrenta a la necesidad urgente de estimular de manera eficaz y centralizada la diversificación de su matriz, de manera de incrementar su seguridad energética y minimizar los efectos ambientales adversos de su consumo de combustibles fósiles.

Si bien el gobierno central de EEUU no ha conseguido diversificar de manera satisfactoria su matriz energética, algunos de sus estados, de manera independiente y en la ausencia de un liderazgo federal, han logrado desarrollar interesantes y exitosas políticas de fomento de las ER. La observación de sus experiencias en solitario resulta en extremo interesante.

El estado de California, a través de la California Energy Comission (CEC) –comisión de energía del estado de California- ha implementado interesantes medidas de fomento de las ER a través de los años. Considerado como líder en la implementación de ER en la generación eléctrica (en especial de la eólica, la solar y la pequeña hidroeléctrica) el Estado de California ostenta uno de las mayores índices de generación –junto al estado de Texas- con medios renovables no convencionales.

---

[14] *Public Utility Regulatory Policy Act* de 1978 y *Energy Policy Act* de 1992.

[15] Se ha logrado, por ejemplo, reducir el costo de la generación de electricidad a través de la energía eólica en al menos 80%. *GAO Repport requested by the DOE,* Congressional Quarterly, December 20 2006.

La meta para el estado de California, es alcanzar para el 2020 un abastecimiento del 33% de su demanda energética vía ER[16]. Si bien sus programas de fomento[17 ´18] han demostrado relativo éxito, la CEC se encuentra realizando intensos estudios y observando con gran atención la experiencia alemana, de manera de implementar un sistema de fomento que le permita acceder a la meta auto impuesta.

Así como California, Texas es otro de los estados que llama la atención por sus políticas de fomento de las ER. Ellos emplean el sistema de Renewable Portfolio Standard, que consiste en la obligación que el estado impone a los distribuidores de proveer un cierto porcentaje de la energía que venden por medio de ER. A través de este mecanismo de fomento Texas pretende obtener para el 2015 una capacidad instalada de generación con tecnologías renovables de 5000 MW[19]. La meta es considerada como ambiciosa tenida cuenta de la evolución que ha tenido el mercado de las ER desde 2001[20], por ello la discusión se desarrolla en torno a como se enfrentará la nueva meta y a si la modificación a la Public Utility Regulatory Act (PURA) de 2005 será suficiente.

La mayoría de los estados de EEUU se encuentran desarrollando sus propias políticas de fomento de las ER y debatiendo sobre cual de los sistemas de fomento es el más indicado para alcanzar los objetivos de eficiencia y eficacia en su implementación. Lo mismo el gobierno federal. Observar el desarrollo de la discusión será un gran aporte para la experiencia en nuestro país.

---

[16] www.energy.ca.gov

[17] La Assembly Bill 1890 de 1998, introdujo aspectos como la protección del medio ambiente, y entre sus objetivos se enumera la financiación de tecnologías de generación de electricidad de origen renovable.

[18] En 2005, California anunció su California Solar Iniciative (CSI), cuyo objetivo es la instalación para 2017 de 3000 MW de celdas fotovoltaicas.

[19] La Texas Senate Bill 20 de 2005 modificó la norma base del sistema de promoción de la ER en Texas, la Public Utility Regulatory Act (PURA).

[20] 880 MW en 2001, 1280 MW en 2003, 1730 MW en 2005, 2880 MW en 2007. (Public Utility Comission)

Modelos que imperan

A grandes rasgos, la tendencia mundial parece dividirse en la variación de dos grandes modelos: el Feed in Tariff (FIT) y el Renewable Portfolio Standard (RPS).

El FIT es un modelo desarrollado en Alemania y en 18 países de la UE[21], que ofrece tarifas fijas de largo plazo a aquellos que utilicen medios renovables de generación de electricidad. El regulador establece una tarifa de "alimentación" a la red y deja que el mercado determine que cantidad de energía será generado por ese precio. El precio de la energía es fijado ex ante por el ente regulador, asegurando de esta manera a los inversionistas una expectativa cierta de ingreso en su emprendimiento. En el caso alemán las tarifas se estructuran sobre la base de los costos de generación y consideran una ganancia razonable para el generador de la energía. En el caso español en cambio, la tarifa adquiere la forma de una prima que recibe el generador de electricidad con medios renovables, por sobre el precio del mercado spot[22]. Bajo este modelo, las "utilities" o empresas distribuidoras se encuentran obligadas a comprar toda la ER disponible o generada, de manera que la certeza para los generadores contempla un doble carácter: en cuanto a los devengos de su inversión y en cuanto a la demanda de su producto.

El RPS por otro lado, es un modelo de mayor difusión en EEUU e Inglaterra, a la vez que en otros países de la UE[23]. Su principal característica es que el Estado, o el gobierno central que corresponda a través de su ente regulador, fija un monto, cuota o "standard" mínimo de producción a la red de electricidad vía ER, al cual

---

[21] Rickerson, Wilson & C. Grace, Robert, *The debate over fixed price incentives for renewable electricity in Europe and the United States: fallout and future directions.* The Heinrich Boll Fundation. February 2007. pg 5. (España, Portugal, Luxemburgo, Rep. Checa, Austria, Hungría, Dinamarca, Holanda, Francia, entre otros.)

[22] Ragwitz, M & Huber, C., *Feed in Systems in Germany and Spain and a comparison.* Karlsruhe, Alemania: Fraunhofer Institut fur Systemtechnik und Innovationsforshung. (2005). En Rickerson, Wilson & C. Grace, Robert, *The debate over fixed price incentives*… pg. 5.

[23] Algunos países, como Italia, han decidido fundir el RPS con el FIT, de manera de obtener de cada uno sus mejores aspectos.

quedan sujetos los distribuidores de energía eléctrica[24]. Bajo este régimen, al fijar la cantidad de energía que debe producirse, el Estado deja que el mercado fije el precio que se pagará por la energía. El RPS pretende incentivar la competencia entre los generadores de ER quienes deberán alcanzar parámetros de bajo costo para conseguir la venta de su energía. Además de fijar una obligación en cuanto a la cantidad de energía que debe producirse, el regulador define su costo máximo a través de un instrumento de "price cap" o precio techo. Se crea a partir de esta obligación un mercado nuevo, en el cual se transarán los llamados REC (renewable energy certificates) certificados o bonos que representan un monto de energía renovable producida y que tendrán que adquirir las distribuidoras que no cumplan con su obligación o su cuota de ER. De esta manera, el generador de ER tendrá dos fuentes de ingreso: la electricidad que actualmente inyecte a la red y los REC.

Una amplia discusión se desarrolla en la actualidad, relativa a la idoneidad de uno y otro modelo. Las virtudes de ambos pueden revisarse en estudio más extenso. Pero lo que de momento resulta de mayor interés es identificar cual de ellos ha obtenido en la practica mejores resultados en cuanto al incentivo de la generación eléctrica vía ER y por ende, en cuanto seguridad energética y sostenibilidad ambiental, objetivos fundamentales de su puesta en marcha. La decisión dependerá en definitiva, de las características del modelo de cada país, y de las barreras que a través del sistema de fomento se pretenda derribar.

La discusión sobre la opción chilena

Lo anterior nos trae de regreso al escenario nacional.

Se han identificado como barreras u obstáculos para la difusión de las ER, entre otros los siguientes[25]:

---

[24] En Inglaterra, por ejemplo, la *Renewables Obligation Scheme* establece que la cuota que las llamadas "utilities" (empresas de servicios públicos,– distribuidoras de electricidad en este caso) deben satisfacer es de 10% hasta el año 2010. Estas empresas deben por lo tanto certificar que al menos el 10% de la electricidad que distribuyen proviene de fuentes de ER.

- La no incorporación de las externalidades de la producción de las energías convencionales (EC) en los costos de éstas, lo que haría más competitivas a las renovables.
- La debilidad institucional de las organizaciones que promueven, desarrollan, instalan y operan las ER, respecto de sus equivalentes en el ámbito convencional. Dicha debilidad se manifiesta en los aspectos logísticos y de recursos financieros, técnicos y humanos.
- Desconocimiento de la disponibilidad del recurso, lo que es especialmente crítico respecto de las instalaciones que deben abastecer a la red eléctrica debido a la casi imposibilidad de asegurar una potencia estable.
- Sesgo o desequilibrio en la evaluación de alternativas tecnológicas, entre ER y EC. Lo anterior se vincula con la aversión al riesgo tecnológico y/o económico de los responsables de la toma de decisiones en este campo, así como de los emprendedores.

En tanto, en abril de 2007 se presentó a tramitación un proyecto de ley (el último de 5 proyectos presentados a partir de julio de 2006) cuya finalidad, es promover la concreción de los proyectos de generación mediante fuentes de ER[26].

La modificación más significativa del proyecto es la introducción del nuevo artículo 150° bis, el cual viene a **reemplazar la posibilidad** que hoy tienen los propietarios de medios de generación con energías no convencionales a suministrar a las empresas concesionarias de distribución hasta el 5% de la demanda de dichas empresas, **por una obligación**. Las empresas eléctricas obligadas en virtud de esta disposición (las distribuidoras), deberán acreditar anualmente que la cantidad de

[25] Mensaje de S.E. la Presidenta de la República con el que inicia el Proyecto de Ley que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovables No Convencionales, presentado a la H. Cámara de Diputados con fecha 4 de abril de 2007.

[26] Proyecto de Ley que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovables No Convencionales, presentado a la H. Cámara de Diputados con fecha 4 de abril de 2007, boletín n°4977-08.

energía equivalente al 5% del total de las energías que comercializan, haya sido inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados. La obligación antes descrita lleva aparejada, naturalmente, una sanción para los casos de incumplimiento: se trata de una multa a beneficio fiscal proporcional al monto de ER que no haya sido acreditada dentro de plazo[27].

Si bien el proyecto se ocupa con algo más de detalle de aspectos técnicos y conceptuales asociados a su implementación, deja entrever la necesidad de un trabajo reglamentario que lo complete y complemente.

Ahora bien, teniendo a la vista que los expuestos más arriba son los principales obstáculos que se identifican para un desarrollo amplio de las ER, es posible identificar varias interrogantes relativas al Proyecto que será menester atender, entre ellas:

- ¿Será un proyecto como el que se presentó el 4 de abril de 2007 la respuesta idónea?
- ¿Es posible identificar en él alguna de las características de los modelos que han tenido éxito en el extranjero?
- ¿Cuáles son las potencialidades del proyecto y cuales sus falencias en cuanto a las metas dentro de las cuales se plantea?
- ¿Corresponde al Estado, dentro de sus atribuciones y deberes como garante del derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, proteger al medio ambiente a través de la elección de las ER como medio de generación eléctrica?
- ¿Puede el Estado optar por las ER contra otros medios de generación más o igualmente eficientes?

[27] 0,4 UTM por megawatt-hora de déficit respecto de su obligación. Sin embargo, a efectos de facilitar y flexibilizar el cumplimiento de la obligación, el proyecto permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta un 50% de la misma. Con el mismo objetivo de incentivar y dar flexibilidad a las modalidades para lograr el cumplimiento, se permite acreditarlo con energía renovable no convencional inyectada a los sistemas eléctricos en el año previo a la obligación, así como traspasar excedentes de cumplimiento entre empresas.

- ¿Dónde está el punto de inflexión entre daño ambiental y eficiencia en la generación eléctrica?

Responder a estas y otras preguntas, significará aportar sustancialmente a la discusión y desarrollo del nuevo proyecto y permitirá sentar las bases para una adecuada acogida a las ER y a los beneficios ambientales y energéticos que ella acarrea.

INDICE

INTRODUCCIÓN……1

CAPÍTULO I
ANTECEDENTES GENERALES…….. 4

CAPÍTULO II
DERECHO COMPARADO
2.1. Análisis de Sistemas Europeos de Fomento de las ERNC…..…… 6
2.1.1. El **Sistema Alemán**…… 10
2.1.2. El **Sistema Español**……14
2.1.3. El Sistema Danés…….. 18
2.1.4. El **Sistema Inglés**…….…… 22
2.1.5. El Sistema Francés…….…….. 26
2.1.6. El Sistema Italiano……... 30
2.2. Análisis de Sistemas Americanos de Fomento de las ERNC…….. 35
2.2.1. El Sistema Federal de EEUU…….. 35
2.2.2. El **Sistema del Estado de California**……..…… 39
2.2.3. El Sistema del Estado de Texas ……..…….. 43
2.2.4. El sistema **Brasileño**…….. ……... 51
2.2.5. El Sistema Argentino……..……55
2.2.6. El Sistema Peruano……..…… 59
2.3. Análisis de Sistemas Asiáticos y Oceánicos de Fomento de las ERNC…….....64
2.3.1. El Sistema Chino……..…… 64
2.3.2. El Sistema Japonés. ……... 68
2.3.3. El Sistema Indio……... 72
2.3.4. El **Sistema Australiano**…… 76

CAPÍTULO III
INCENTIVOS
3.1. Instrumentos Jurídicos
3.1.1. Obligación de Suministro vía ER.
3.1.2. Tarificación a Largo Plazo y obligación de compra.
3.1.3. Exenciones tributarias.
3.2. Instrumentos Económicos
3.2.1. Los Certificados de Energía Renovable.
3.2.2. Fondos de I & D.
3.2.3. Fondos de preinversión.

CAPÍTULO IV
CONSAGRACIÓN EN EL ORDENAMIENTO JURÍDICO CHILENO
3.1. Normativa Vigente
3.1.1. Ley 19.940 de marzo de 2004 (Ley Corta I)…… 77

3.1.2. Ley 20.018 de mayo de 2005 (Ley Corta II)…….. 80
3.1.3. Ley 19. 657 de enero de 2000 (Ley sobre concesiones de energía geotérmica)…… 81
3.2. Proyectos de Ley
3.2.1. Moción presentada el 10 de julio de 2006 de sobre fomento de las energías renovables y no contaminantes (boletín n°4312-08)..... 82
3.2.2. Moción presentada con fecha 11 de julio de 2006 para fomentar el desarrollo de energías renovables no convencionales (boletín n°4315-08). ……...…….. 84
3.2.3. Moción presentada con fecha 18 de octubre de 2006 que crea el fondo nacional de Investigación y Desarrollo de Energías Renovables Limpias y No Convencionales (boletín n° 4636-08)……..... 86
3.2.4. Moción presentada el 23 de enero de 2007 sobre fomento de las energías renovables y combustibles líquidos (boletín n°4873-08)….89
3.2.5. **Proyecto de ley del ejecutivo,** que introduce modificaciones a la ley general de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales (11 de abril de 2007, boletín n°497 7-08) ……..…….. 91

CAPÍTULO V
LA OPCIÓN ENERGÉTICA DE CHILE
5.1. Fortalezas y debilidades del sistema propuesto en el boletín n°4977-08 …… 93
5.2. Artículo 19 N°8 y generación eléctrica: El rol de Garante del Estado……..95
5.3. ER v/s EC, costos ambientales y eficiencia…… 105

CAPÍTULO VI
CONCLUSIONES…..……..106

BIBLIOGRAFÍA ……110