

Energía eólica en Argentina: un análisis económico del derecho

Cecilia Giralt

Cecilia Giralt es Abogada y Procuradora por la Universidad Nacional de Córdoba (Argentina); Magister en Administración de Empresas por la Universidad de Massachusetts y la Fundación Funcer, Magister en Derecho, Economía y Políticas Públicas por la Universidad Complutense de Madrid, Instituto Universitario Ortega y Gasset; investigadora adscrita al Centro de Estudios Avanzado (CEA) de la Universidad Nacional de Córdoba; investigadora principal del Programa sobre “Relaciones Internacionales, Globalización, Integración y Política Exterior” dentro del cual desarrolla su proyecto de investigación “Energía Eólica en Argentina: Una cuestión estratégica hacia la economía del Hidrógeno”, con subsidio de Investigación del Ministerio de Ciencia y Tecnología, Secretaría de Promoción Científica- Convocatoria PID 2008, Gobierno de la Provincia de Córdoba, Argentina. ceciliagiralt@gmail.com

Resumen

El abastecimiento energético con base en fuentes no renovables es un tema altamente estratégico en las agendas de los Estados. El petróleo se está agotando y probablemente las existencias comprobadas no alcanzarán para abastecer el consumo mundial, provocando una serie de impactos sociopolíticos y económicos a nivel global. Esto ha llevado a los gobiernos a replantear sus matrices energéticas, apostando a las energías renovables como un camino posible para lograr una mayor autonomía energética.

La Argentina, con una matriz energética desbalanceada e hidrocarburo-dependiente, se ha visto empujada también a reformular su horizonte energético a partir de fuentes renovables para lograr una mayor independencia del recurso fósil. Los marcos regulatorios utilizados para este cambio son el objeto de análisis de este artículo, el cual también intenta contribuir con algunas recomendaciones para un futuro muy cercano.

Introducción

Argentina cuenta con una matriz energética extremadamente desbalanceada e hidrocarburo-dependiente. Su parque de generación depende casi en un 60% de centrales térmicas, abastecidas mayormente con gas natural y otros combustibles fósiles. Esta situación ha llevado al país a una crisis energética, que ha tenido que ir sobrellevando con la compra de energía a países limítrofes y con la importación de combustibles fósiles para cubrir la demanda.

La salida de la convertibilidad[1] en el año 2001 originó cambios radicales en las políticas gubernamentales, cambios que afectaron seriamente al sector eléctrico que ya había sido desregulado en la década de 1990, funcionando en libre competencia (Pistonesi, 2000).

Esas medidas provocaron no sólo una sistemática des-inversión en el parque de generación, sino un importante *déficit estructural* en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que, combinadas con la devaluación del peso y los altos índices de inflación, tuvieron un efecto grave sobre el sector eléctrico.

La necesidad de cubrir el déficit tarifario ocasiona la permanente inyección de subsidios del tesoro nacional al mercado, así como la importación de energía y combustible para cubrir el déficit energético. Esto representó para la Argentina en el año 2008 cerca de 1.800 millones de dólares con un costo real promedio de la energía de 230 dólares por MWh, contrastados con los 30 dólares por MWh que actualmente paga el mercado spot[2].

Sin duda, uno de los desafíos que enfrentará el país próximamente, será crear las herramientas necesarias para minimizar su actual crisis energética y desarrollar políticas que articulen su autoabastecimiento. Debido a lo mencionado, es necesario un replanteo en torno a la actual estructura de la matriz energética nacional y profundizar su diversificación a partir de fuentes renovables.

Argentina es uno de los países con mayor recurso eólico, sin embargo solo cuenta con un parque de generación de aproximadamente 30 MW de potencia, sobre un potencial de generación de 2.000 GW. Esto tiene una explicación, la cual se centra en que las inversiones en energías renovables se radican en países donde los marcos regulatorios son estables y seguros para el inversor, aunque el potencial del recurso no sea extraordinario.

Por ello es necesario desarrollar marcos apropiados para incentivar dichas inversiones, ya que en el contexto actual, las energías renovables no pueden competir *per se* con las energías convencionales, debido a que sus costes medios de generación parecen ser superiores. Sin embargo, las condiciones de competitividad no son parejas, ya que en dichos costes no se contabilizan las externalidades negativas de las energías convencionales (costes ambientales, riesgo de escasez de los combustibles fósiles) ni las externalidades positivas de las renovables (seguridad energética, bajo impacto ambiental y desarrollo económico y social).

Esta falta de paridad en las reglas de competencia justifican, desde el punto de vista económico, el desarrollo de marcos de apoyo regulatorio que fomenten su desarrollo. Así lo han entendido muchos países, que después de un proceso de ajustes, han logrado a través de estos marcos aumentar su independencia energética e ir direccionando a las energías renovables hacia un sistema de libre competencia.

El resultado de estas experiencias internacionales y la necesidad de una mayor independencia del recurso fósil, han sido el motor para que el estado argentino comenzara en los últimos años a replantear su horizonte energético a partir de fuentes no convencionales.

Los marcos regulatorios utilizados para lograr este cambio son el objeto de análisis de este artículo, el cual también pretende contribuir con una serie de recomendaciones para un futuro cercano, el cual se muestra como prometedor, si se profundiza las acciones ya

iniciadas.

Sostener y mejorar este cambio implicará, para la Argentina, no hipotecar su futuro limitando su crecimiento económico y social y lograr la tan ansiada independencia energética.

La matriz energética argentina

La Argentina cuenta con un parque de generación eléctrico poco diversificado siendo de origen térmico un 57%, hidráulico un 39% y nuclear un 4%. Esta poca diversificación lo hace un país hidrocarburo-dependiente, ya que el suministro eléctrico depende en su mayoría de centrales térmicas, abastecidas mayormente con gas natural. En la Tabla N. ° 1 se muestra la capacidad de generación por tipo de tecnología.

Tabla N. ° 1
Capacidad de generación por tipo de tecnología en MW

Año 2009	Turbina de vapor	Turbina a gas	Ciclo combinado	Motor Diésel	Total generación térmica	Total generación nuclear	Total Generación hidroeléctrica	Total	%
MEM*	4.438	4.259	6.473	354	15.524	1.005	10.516	27.045	
%	29	27	42	2	57	4	39		100%
Total	4.438	4.259	6.473	354	15.524	1.005	10.516	27.045	100%

*Mercado Eléctrico Mayorista

Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima CAMMESA (2009).

A la indisponibilidad del 25% por mantenimiento de las centrales termoeléctricas, que corresponde a estándares mundiales, se le suman dos factores que hoy resultan críticos para el normal abastecimiento: el cambio de patrones climáticos que está afectando a las hidroeléctricas y el abastecimiento de combustibles, que afecta a las centrales térmicas.

La situación es aún más alarmante cuando analizamos que la Argentina cuenta con reservas certificadas de petróleo y gas natural para solo 8,6 y 9,4 años, respectivamente, y que actualmente se ha convertido en una importadora de combustibles fósiles.

Sin duda, uno de los desafíos que enfrenta el país, es el de crear las herramientas necesarias para minimizar su actual crisis energética y desarrollar políticas que articulen su autoabastecimiento.

Acciones para el cambio de la matriz energética

Si bien la Argentina ha atravesado diversas crisis energéticas debido a lo comentado, las acciones para la diversificación de su matriz energética son recientes. El inicio de este cambio fue el lanzamiento del Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica en el año 2005, cuyo objetivo fue impulsar el desarrollo de infraestructura de generación eléctrica del país a

partir de la energía eólica y promover la producción industrial argentina.

Este Plan incluía la confección de un mapa Eólico Nacional y la instalación de 300 MW de potencia en diversos puntos del territorio argentino para el año 2012.

Como consecuencia del Plan y del potencial eólico detectado, se proyectó la instalación de distintos parques de gran potencia en emplazamientos con mejor aptitud.

El primer proyecto fue “Vientos de la Patagonia I”, entre el Gobierno Nacional y la provincia de Chubut, que se ubicó en esa provincia, cerca de la ciudad de Comodoro Rivadavia, con una potencia de 60 MW. Después se lanzó “Vientos de la Patagonia II”, en la provincia de Santa Cruz, que prevé la instalación de parques eólicos. Hasta marzo de 2011 ya se han instalado parques en las provincias de Chubut y La Rioja, encontrándose en estudio otros parques a localizarse en las provincias de Neuquén, Río Negro y Santa Cruz.

A nivel legislativo el cambio más importante, vino de la mano de la Ley N.º 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica” sancionada en diciembre de 2006. Si bien ya estaban en plena vigencia la Ley Nacional N.º 25.019, “Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar” y una serie de leyes provinciales que apoyaban la generación de energía a través de fuentes renovables, las compensaciones previstas en dichos instrumentos, resultaron insuficientes como estímulo.

Fue recién con la Ley 26.190 que se fijó un lineamiento claro de política pública para diversificar la actual matriz energética a partir de las energías renovables.

La Ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica con destino a la prestación de servicio público a partir del uso de fuentes renovables, y establece como objetivo alcanzar una contribución del 8% del consumo de la energía eléctrica nacional en diez años; esto implica llegar a la meta señalada en el año 2016.

Según previsiones de la Secretaría de Energía hasta el año 2016 se instalarán 2.500 MW de generación con fuentes renovables como consecuencia de la mencionada Ley.

Incentivos de la Ley 26.190 y su reglamentación

La citada Ley define un sistema de Prima por MW/h generados (*Feed in Tariff*)[3], diferenciado por el tipo de tecnología renovable.

En el caso de la energía eólica esta prima se ha fijado a 1,5 centavos de peso por KWh, lo que supondría cinco dólares por MWh. La Prima está garantizada por el Fondo Fiduciario de Energías Renovables a crearse para tal fin y tiene una actualización trimestral dada por el Coeficiente de Actualización Trimestral (CAT)[4]. Al 2010 dicha Prima asciende a diez dólares por MWh por sobre el precio spot de mercado.

La Ley también propone un régimen de inversiones en emprendimientos de producción de energía de obra nueva por un período de diez años, que contempla diferentes beneficios impositivos tales como amortización acelerada o exención del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA), entre otros.

Cabe preguntarse cuáles han sido las razones para que un sistema como el diseñado por la Ley 26.190, basado en el sistema que más éxito ha demostrado en el mundo de las energías renovables, las Primas, haya fracasado en Argentina.

Sobre el particular podemos mencionar dos razones fundamentales:

1- La tardía reglamentación de la Ley: la ley fue promulgada en diciembre del 2006 y su reglamentación en mayo del 2009. Esto provocó un vacío de regulación durante tres años, impidiendo que las posibles inversiones pudieran concretarse, dado que hasta que no se reglamente una Ley, la misma carece de operatividad.

2- Insuficiente incentivo en la Prima fijada: la Prima fijada resultó insuficiente para cubrir la brecha entre el precio spot de mercado y el costo medio total de generación eólica. Considerando esto, la ley tampoco establece mecanismos que incluyan las externalidades positivas de la energía eólica a través de otros tipos de complementos a la Prima, que permitan compensar o nivelar los subsidios que la energía convencional actualmente percibe con fondos directos del tesoro nacional.

A marzo de 2011, el precio de la energía en el mercado spot argentino es 30 dólares por MWh (CAMMESA, 2011); si al mismo le aplicamos la prima fijada en la Ley 26.190, el valor de la energía eólica a valores del 2010 sería de 40 dólares por MWh, aproximadamente. En este sentido, y a pesar de que los costes de generación eólica son variables en cada país, como se analizará más adelante, el promedio ponderado internacionalmente ronda alrededor de 143,34 dólares por MWh. Para el caso de la Argentina, un valor teórico de precio que haga rentable un proyecto debería rondar en 130 dólares por MWh.

Los fallos en la información sobre los costos medios de la generación eólica y los bajos precios del mercado spot, han sido, sin lugar a dudas, las causas principales que explican la ineficacia de esta ley de fomento.

¿Cómo Argentina cumplirá la meta fijada en la Ley 26.190 del 8% en energía renovables al 2016?

En mayo de 2009 el Estado Nacional, a través de su empresa ENARSA S.A. (Energía Argentina S.A), lanzó la licitación Pública Nacional e Internacional “ENARSA N° 001/2009” a través de su programa Generación Eléctricas a partir de Fuentes Renovables (GENREN).

El llamado a licitación tenía como objetivo contribuir con los requerimientos legislativos de arribar a la meta del 8% en energías renovables hasta el al 2016. La potencia total licitada

fue de 1015 MW, la cual se dividió en nueve distintas tecnologías: eólica (500 MW), térmica con biocombustibles (150 MW), residuos sólidos urbanos (120 MW), biomasa (100 MW), pequeños aprovechamientos hídricos (60 MW), geotermia (30 MW), solar térmica (25 MW), biogás (20 MW) y solar fotovoltaica (10 MW).

El sistema propuesto fue el de *subastas*, por el cual a las ofertas más convenientes en cuanto a precio por MWh generado y que cumplieran con los requisitos técnicos especificados en la licitación, se les adjudicaría un contrato de compra de toda la energía producida por un período de 15 años.

Todas las centrales debían ser instaladas en el sistema interconectado y los módulos en conjunto debían tener una potencia de 1 MW a 50 MW. Lo que se remuneraba era solo la cantidad de energía, no la potencia.

De esta forma, el Estado Nacional a través de su empresa pública ENARSA, compra toda la energía generada a partir de fuentes renovables y es la misma empresa la que la vende al Mercado Eléctrico Mayorista.

Para el caso de la energía eólica, la potencia a contratar según pliego fue de 500 MW, de un total licitado de 1.015 MW entre todas las fuentes renovables.

A continuación se analizarán los puntos más relevantes de dicha licitación:

- Los oferentes pueden elegir el emplazamiento geográfico más conveniente considerando el Factor de Capacidad (FC)[5], el cual debe ser de 0 al 35%. Asimismo, deben garantizar la disponibilidad del inmueble donde se instalará la central, ya sea a través de su adquisición, o de la obtención de una concesión por un plazo no menor a 30 años, si se tratara de bienes de dominio público.
- Los oferentes deben excluir de la remuneración cotizada los eventuales ingresos por los Certificados de Reducciones de Emisión (CER), ya que es la empresa ENARSA la que los aplicará para formar parte de un “Fondo de Garantía” para dar mayor sustentabilidad a los proyectos adjudicados.
- Asimismo, los oferentes deben excluir de la remuneración cotizada cualquier beneficio que la administración pública en general les otorgue como generadores de energía renovable, ya que los mencionados beneficios también serán tramitados y percibidos por ENARSA por ser agente generador del MEN.
- Los oferentes deben explicitar los beneficios fiscales y/o impositivos generados en las diferentes jurisdicciones vinculados a regímenes de promoción de inversión.
- Los precios que se coticen permanecerán fijos por el término del contrato, 15 años, y no estarán sujetos a variación salvo que el contrato entre ENARSA y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)[6] prevea ajustes.
- Uno de los puntos importantes para la evaluación de las ofertas es que los equipos y materiales que formen parte de las centrales generadoras sean mayormente

fabricados o ensamblados en el país, conforme a los criterios del Régimen de Compre Trabajo Argentino[7]. La Asociación de Industriales Metalúrgicos de la República Argentina (ADIMRA) evaluará el componente nacional y fiscalizará su cumplimiento. El incumplimiento del porcentaje del componente local de la obra denunciado, será plausible de una penalidad de 50 mil dólares por cada MW ofertado, multiplicado por el porcentaje de desviación, o en su caso la resolución del contrato según el grado de incumplimiento evidenciado.

- El incumplimiento en término de la entrada en operación comercial de la central (habilitación), es plausible de una penalidad diaria de mil dólares 1.000 por MW de potencia contratada.
- Los excedentes horarios de energía eléctrica entregados por sobre la energía comprometida, serán comercializados en el mercado spot y remunerados conforme a los procedimientos de dicho mercado. A esos efectos, el generador deberá declarar sus costos variables de producción (CVP).

Sobre 500 MW licitados en energía eólica, hubo una oferta de 1.000 MW, lo cual fue una clara señal por parte del mercado de que esta renovable es la apuesta para el futuro.

El 1 de julio del 2010 se publicó el resultado de la licitación, de la cual resultó que se adjudicaron 754 MW en energía eólica, esto implica el 80% del total de energía licitada. El resto de los proyectos adjudicados serán centrales térmicas a biocombustibles (110 MW), mini hidroeléctricas (10,6 MW) y energía solar fotovoltaica (20 MW).

Los precios por MWh de energía eléctrica cotizados, para los 17 proyectos de energía eólica seleccionados rondan desde 121 dólares por MWh a 134 dólares por MWh, lo cual implica un promedio ponderado de 126 dólares por MWh.

Con este resultado, se logrará cubrir un 3% de la generación eléctrica del país con energías renovables en un plazo de dos a tres años.

La pregunta que resta es si el marco regulatorio elegido es el apropiado para lograr alcanzar las metas políticas propuestas, esto es el 8% en renovables al 2016.

Subastas vs. Primas ¿Qué es más eficiente para promover las renovables en Argentina?

Como ya comentamos, las normas de emergencia económica promulgadas en el país como producto de la crisis del 2001, modificaron el cálculo del precio spot, generando que el mercado dejara de auto regularse y ser competitivo. Esto también trajo como consecuencia un déficit entre el costo marginal de energía y el precio en el mercado spot, el cual terminó siendo subsidiado a través de fondos del tesoro nacional. En el Gráfico N.º 1 se refleja la brecha entre el costo marginal de energía y el precio medio de la energía en el mercado spot.

Gráfico N.º 1
Costo marginal vs. precio de la energía convencional



Fuente: Cámara de Energías Renovables CADER (2009).

En este contexto, ningún sistema de primas puede ser viable dado que éstos se basan fundamentalmente en un mercado competitivo, que permite a los actores marcar el ritmo.

Considerando esta limitante y sobre la base del evidente fracaso de la Ley 26.190, el regulador argentino eligió esta vez el sistema de Subastas. Estos dos factores marcaron un antes y un después en la elección del marco regulatorio para la promoción de las renovables en Argentina.

¿Qué tuvo en cuenta el regulador para promover las renovables dentro del Programa GENREN?

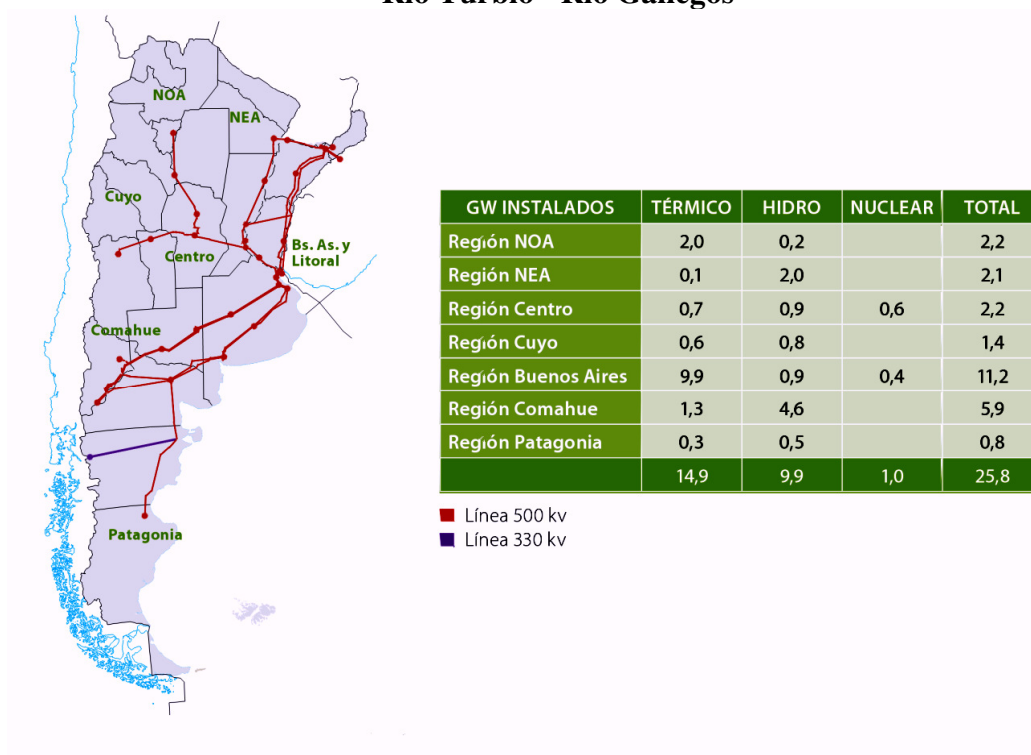
Para asegurar al inversor una estabilidad financiera que el mercado hoy no le ofrece, el regulador consideró los siguientes parámetros:

- Compra de la energía: el contrato de abastecimiento de energía entre el comercializador (ENARSA) y el generador eólico (oferentes) garantiza la compra de la totalidad de la energía por el término de 15 años, factor clave para la viabilidad de los proyectos.
- Garantía de acceso a las redes: se requiere que todos los emplazamientos vuelquen su energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), quedando a cargo del inversor/generador, en su caso, las obras de ingeniería necesarias para la conexión al nodo de dicho sistema. Hasta el 2006 existían en la Argentina dos sistemas interconectados independientes: el SADI y el SIP (Sistema Interconectado Patagónico). El Plan Energético Nacional 2004-2008 puso en marcha la ejecución del vínculo SADI-SIP, cuya primera etapa concluyó en marzo de 2006,

concretándose la interconexión del MEM con el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico), restando la segunda etapa: Puerto Madryn - Pico Truncado - Río Gallegos. La primera parte de esta etapa, o sea Puerto Madryn-Pico Truncado, se finalizó en junio de 2008, restando la conexión Pico Truncado-Río Gallegos que aún no ha sido finalizada. En el Gráfico N.º 2 se muestra el Sistema Interconectado Argentino, y la etapa faltante entre Pico Truncado-Río Gallegos. Esto ha sido fundamental para viabilizar los proyectos eólicos de gran envergadura y permitir inyectar energía eólica al MEM, aprovechando el recurso eólico patagónico donde los factores de capacidad son superiores al 35%.

- Estabilidad de la tarifa: se asegura al generador/inversor una tarifa fija por el término del contrato, lo cual le garantiza el retorno de su inversión en el tiempo esperado, conforme al proyecto que haya diseñado. La tarifa que el generador ofertó debía prever todos los costos de inversión, operación y mantenimiento de la instalación durante los primeros 15 años. Se asume que el oferente debió prever en sus costos la curva de aprendizaje que la tecnología eólica tiene, la cual tiende a la baja por ser ya una tecnología madura.

Gráfico N.º 2
Sistema Argentino de Interconexión SADI/ Interconexión Pico Truncado - Esperanza
- Río Turbio - Río Gallegos





Fuentes: Secretaría de Energía- Consejo Federal de la Energía Eléctrica; Cámara de Energías Renovables CADER (2009).

- Reglas de juego claras: estas reglas están establecidas en el contrato de suministro de energía a firmarse entre ENARSA y el generador/inversor. Allí se establece toda la mecánica de funcionamiento de la relación entre las partes por el término del contrato (15 años). Este contrato se publicó en el pliego de condiciones de la subasta, lo que le permitió al inversor pedir todas las aclaraciones y realizar todas las sugerencias necesarias hasta que se adjudicara la licitación. Este proceso ha resultado enriquecedor para las partes dado la escasa experiencia en el sector eólico que tiene la Argentina.
- Seguridad jurídica: la seguridad jurídica está dada por tres elementos: a) el contrato donde se establecen las reglas de provisión de la energía; b) El respeto por los beneficios fiscales vinculados con la promoción de inversiones en las jurisdicciones donde se instalen las centrales y c) el Fondo de Garantía con el cual se le da mayor sustentabilidad a los proyectos que se adjudiquen. Este fondo se formará con la comercialización de los CER que generen los proyectos y con el 10% del monto mensual a liquidar correspondientes con la totalidad de los contratos suscritos. Cabe mencionar que la renuncia que deben hacer los oferentes a la comercialización de los CER que generen sus proyectos, supone una vulneración de sus derechos al no poder incluir estos ingresos en la ecuación económica financiera de los mismos.
- Reducción del riesgo: la garantía de la compra de la energía a una tarifa fija durante 15 años minimiza los riesgos de la volatilidad de los precios de la energía, en un mercado marcadamente dependiente de los precios de los combustibles como es el

argentino. Asimismo se reduce los riesgos de operación y costos de mantenimiento, toda vez que se establece un máximo de potencia por cada instalación de no más de 50 MW.

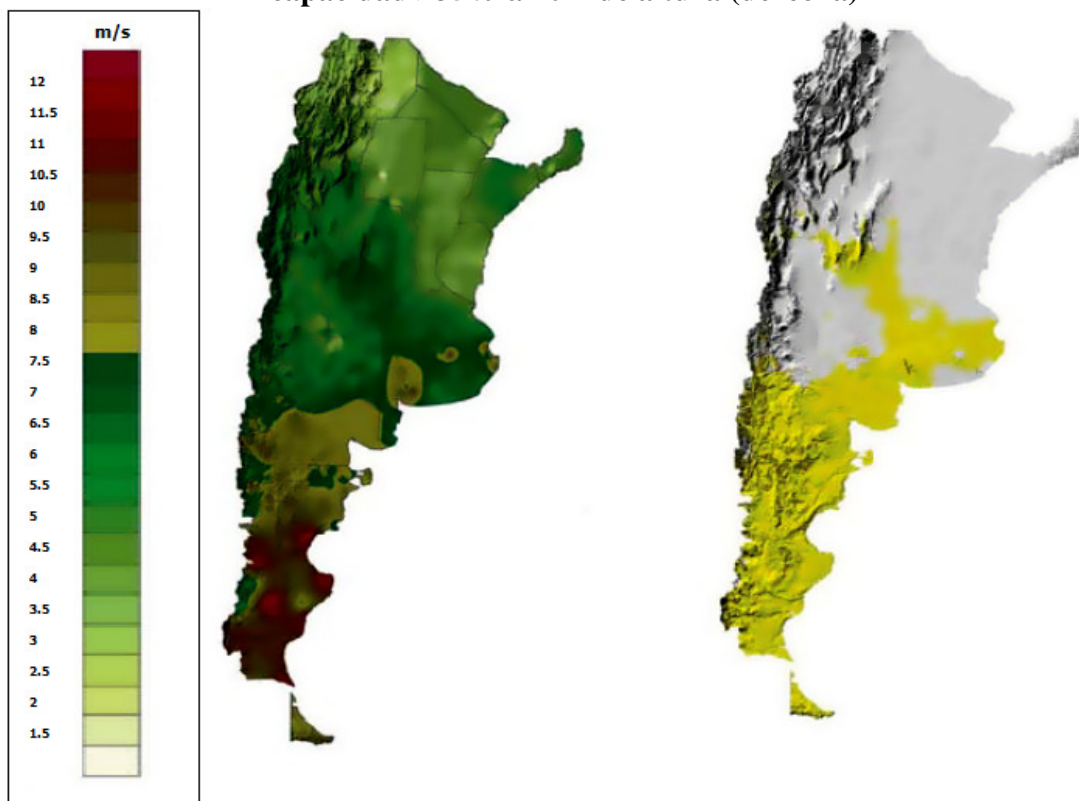
- Incentivo para la industria local: uno de los aspectos fundamentales en el costo de la inversión eólica son los aerogeneradores. Argentina cuenta con pocas industrias de fabricación de equipos de mediano porte (1MW a 2 MW por unidad) y solo dos de ellas cuentan con certificación internacional. Este vacío en el sector ha sido considerado por el regulador tanto en la Ley 26.190 como en el Programa GENREN, donde se establecen criterios de prioridad para la adjudicación de los proyectos que cuenten con equipos mayormente fabricados o ensamblados en el país. Esta previsión ha favorecido la adjudicación a proyectos cuyos promotores son fabricantes locales de equipos, logrando los objetivos colaterales perseguidos al momento de lanzar la subasta, tales como: la generación de 7 mil puestos de trabajo, 9 mil millones de pesos de inversión, la promoción de la industria local y el desarrollo de las economías regionales.

¿Qué tuvo en cuenta el oferente/generador al momento de determinar el precio de su energía eólica?

En la determinación del precio, el generador/inversor u oferente/generador, no solo consideró los requerimientos técnicos y administrativos exigidos y ya comentados, sino también elementos clave en los costos de generación eólica (Inversión + Operación y Mantenimiento):

1. Acceso y valor de la tierra: El regulador dio libertad al oferente para la localización de los emplazamientos, poniendo como única condición que los mismos tenían que tener acceso a los nodos de conexión del SADI para volcar su energía a la red. A estos fines resultó que los proyectos adjudicados están localizados en zonas inhóspitas, lejos de los centros urbanos, donde el valor de la tierra es considerablemente menor.
2. Factor de Capacidad (FC): El rango de FC exigido se ubicó entre el 0 y el 35%, el cual surgió del Mapeo Eólico (ver gráfico N. ° 3) realizado dentro del Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica. El regulador, al darle al oferente libertad para determinar la localización de su central, también le permitió la elección del FC de su proyecto. Es quizás por esta razón que la mayor concentración de instalaciones se da en la zona Patagónica donde los factores de capacidad son superiores al 35%. Esto favorece a la mayor cantidad de horas de funcionamiento y por ende a la rentabilidad del parque, elemento clave al momento de formular el precio, ya que como se recordará, no se remunera la potencia sino la cantidad de energía volcada a la red.

Gráfico N. ° 3
Mapa eólico Argentina
Mapa velocidad media anual en m/s a 50m de altura (izquierda) y Áreas con factor de capacidad >35% a 70m de altura (derecha)

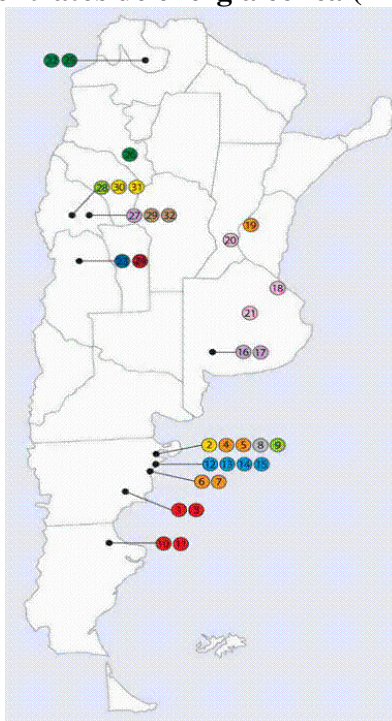


Fuente: Centro Regional de Energía Eólica CRE (2009).

Los dos elementos mencionados pueden resultar fundamentales al momento de analizar la inversión, ya que el inversor tuvo en cuenta, para sus costes, localizar el proyecto en un lugar que le asegure un FC alto y un bajo valor de la tierra. Además, muchos de los adjudicatarios son fabricantes locales de equipos, lo cual es significativo al momento de evaluar entre importar los aerogeneradores o fabricarlos localmente (dado el tipo de cambio 1 a 5 en el caso del euro y 1 a 4 en caso del dólar).

En el gráfico N. ° 4 se muestra la localización de los emplazamientos adjudicados. Véase que la mayor concentración se da en zonas donde el FC es superior al 35%.

Gráfico N.º 4
Adjudicación de contratos de energía eólica (Programa GENREN)



Eólica		
Central	Proponente	Potencia MW
① Malaspina I	IMPSA	50,0
② Pto. Madryn Oeste	Energías Sustentables S.A.	20,0
③ Malaspina II	IMPSA	30,0
④ Pto. Madryn II	Emgasud Renovables S.A.	50,0
⑤ Pto. Madryn I	Emgasud Renovables S.A.	50,0
⑥ Rawson I	Emgasud Renovables S.A.	50,0
⑦ Rawson II	Emgasud Renovables S.A.	30,0
⑧ Pto. Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50,0
⑨ Pto. Madryn Norte	International New Energies S.A.	50,0
⑩ KOLUEL KAIKE I	IMPSA	50,0
⑪ KOLUEL KAIKE II	IMPSA	25,0
⑫ Loma Blanca I	Isolux S.A.	50,0
⑬ Loma Blanca II	Isolux S.A.	50,0
⑭ Loma Blanca III	Isolux S.A.	50,0
⑮ Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50,0
⑯ Tres Picos I Básica	Sogesic S.A.	49,5
⑰ Tres Picos II Básica	Sogesic S.A.	49,5

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (2010).

¿Ha resultado efectivo y eficiente el sistema de subastas elegido por el regulador para promover las renovables en la Argentina?

Analizaremos este punto solo desde lo teórico, pues hasta que los parques no estén operando, no tendremos evidencia empírica al respecto.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, primero definiremos lo que Gonzalo Sáenz de Miera Cárdenas considera fundamental para analizar y comparar los marcos de apoyo en las renovables, esto es la *efectividad* y la *eficiencia* (Sáenz de Miera, 2010).

La *efectividad* es la capacidad del marco de apoyo para la consecución del objetivo fijado de desarrollo de las renovables, ya sea en términos de potencia instalada o de producción. La *eficiencia* se define como la capacidad del marco de apoyo para lograr los objetivos con el mínimo coste para el sistema en general y para el consumidor en particular.

Para analizar la *efectividad* podemos tomar algunos indicadores: Sobre los 500 MW licitados en Energía Eólica a través de este sistema de subastas se ofertaron 1.000 MW. El resultado de la licitación arrojó que se adjudicaron 754 MW en Energía Eólica, esto implica el 80% del total de energía renovable licitada.

Podemos concluir que se superaron ampliamente los objetivos fijados por el regulador en términos de potencia, y que desde el mercado se enviaron *señales favorables*, toda vez que *se duplicó* lo ofertado por sobre lo licitado. Estas señales pueden considerarse contundentes para concluir que el marco elegido, la Subasta, ha sido efectivo.

En relación con la *eficiencia*, es un poco más difícil de evaluar, al no contar con una base de datos empíricos por la casi inexistente experiencia en generación eólica en Argentina. Para este análisis hemos tomado las referencias internacionales a nivel de costes medios de generación, para comparar si lo ofertado en términos de precio en la subasta GENREN, es competitiva en términos internacionales.

En la Tabla N. ° 2 se han extractado los costes normalizados de energía para cada país (Levelized[8] Cost of Electricity, LCOE) considerando tasas de descuento del 5 y del 10%[9]. La mayoría de estos países tienen sistemas de Prima, con excepción de algunos que cuentan con Sistemas de Apoyo Fiscal y Certificados Verdes Negociables (CVN)[10].

Tabla N. ° 2
Costos normalizados de energía eólica

País	Factor de capacidad (%)	LCOE* (dólares) con tasa de descuento	
		5%	10%
Canadá	30	99,42	139,23
Bélgica	26	104,43	145
República Checa	25	145,85	219,18
Francia	27	90,20	121,57
Alemania	23	105,81	142,96
Italia	22	145,50	229,97
Holanda	25	85,52	122,04
Estados Unidos	41	48,39	79,47
China	27	64,18	90,7

* Levelized Cost of Electricity

Fuente: International Energy Agency y Nuclear Energy Agency (2010: 62).

Los componentes del coste normalizado son los *costes de inversión, coste de operación y costes de mantenimiento*.

Si realizamos un promedio ponderado de los costos normalizados de energía eólica de todos los países de la Tabla N. ° 2, el mismo asciende a 143,35 dólares por MWh a una tasa de descuento del 10%.

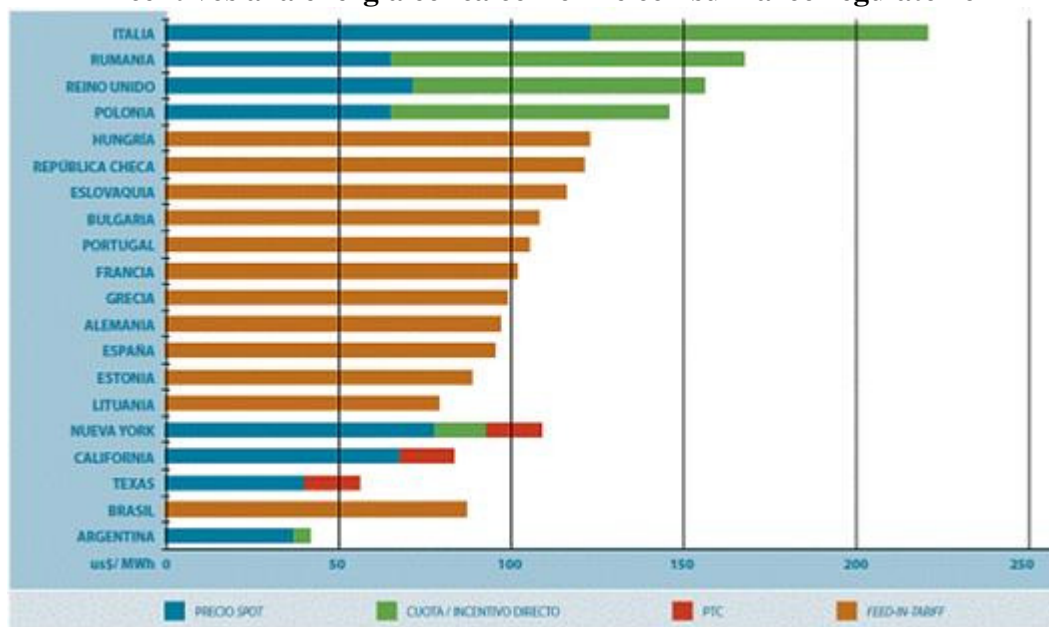
Veamos ahora los precios de la energía considerando los diferentes incentivos de fomento contemplados en sus marcos regulatorios.

En el Gráfico N. ° 5 se muestra que la mayoría de los sistemas de incentivos en Europa están basados en el sistema de Primas, resultando que los precios finales de la eólica no son uniformes. Brasil, sin embargo adoptó un régimen mixto, con un sistema Primas + cantidad máxima de potencia a instalar.

Para el caso de la Argentina, se muestra el valor que surge del sistema de Primas previsto en la Ley 26.191, con un precio final de 40 dólares por MWh.

Para realizar un análisis económico de los costes de la generación eólica en la Argentina, se tomó como referencia el modelo teórico simplificado que realizó la Cámara de Energías Renovables (CADER) en su informe del 2009. El término “simplificado” significa que no se han considerado para el estudio factores importantes que influyen en el costo de un proyecto eólico, tales como: ubicación del emplazamiento, tamaño, instalaciones de interconexión necesarias y tipo de viento del sitio, entre otros.

Gráfico N. ° 5
Incentivos a la energía eólica conforme con su marco regulatorio



Nota: PTC (Price Tax Credit).

Fuente: Cámara de Energías Renovables CADER (2009).

Las variables del *entorno nacional*, son las siguientes:

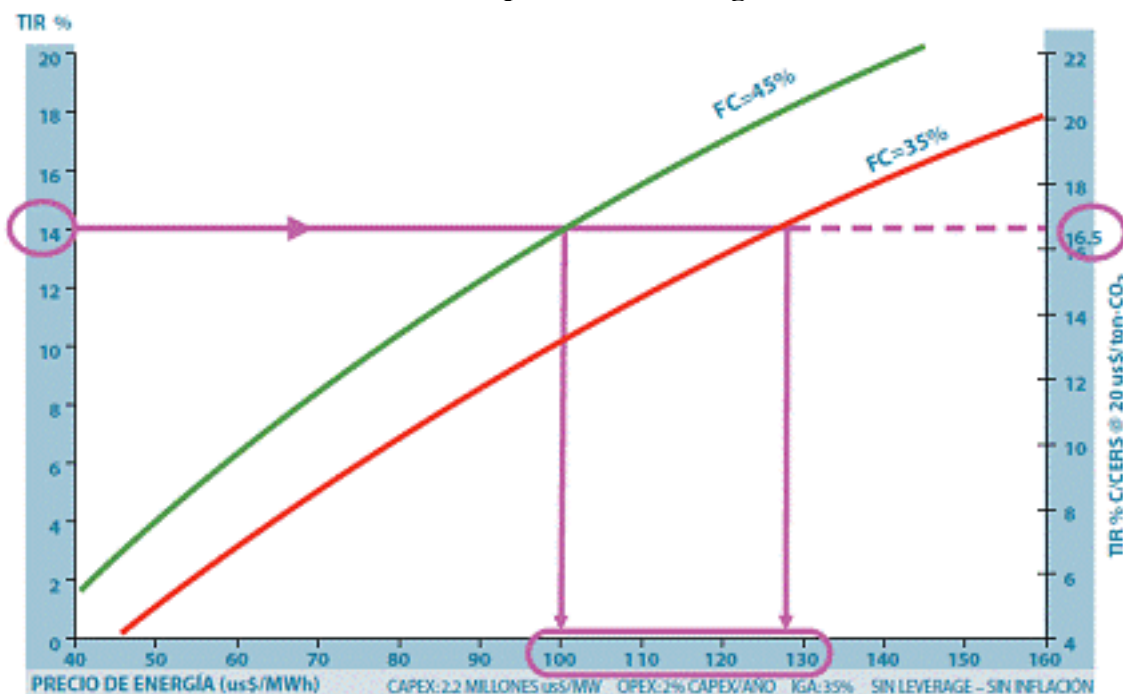
- Costo de Inversión (CAPEX): 2,2 millones de dólares por MW (sin IVA).
- Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX): 2% del monto de inversión por año.
- Impuesto a las Ganancias: 35%.
- Amortización de activos para Impuesto a las Ganancias: lineal en cinco años.
- Créditos por Reducción de Emisiones: 20 dólares/ton de CO₂ con un factor de emisión de 0,6 ton-CO₂/MWh.
- Sin inflación y sin “apalancamiento financiero”: 100% fondos propios.
- No se consideran los efectos financieros del IVA ni otros impuestos internos.

De lo analizado se concluyó que para viabilizar un proyecto con rentabilidad esperada (Tasa Interna de Retorno – TIR = 14%) y un FC de alrededor del 35%, el precio de la energía debía rondar alrededor de los 130 dólares por MWh, reduciéndose este valor a 100 dólares por MWh, cuando el Factor de Capacidad es del 45%.

Si al proyecto se le aplica la venta de CER, por el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el valor de la TIR asciende al 16,5 %, es decir que el proyecto mejora notablemente su retorno cuando agregamos en la ecuación económica-financiera los potenciales ingresos por la comercialización de CER. En el Gráfico N. ° 6 se muestra la

evolución de lo comentado.

Gráfico N.º 6
Cálculo teórico del precio de la energía eólica



Fuente: Cámara de Energías Renovables CADER (2009).

Del análisis realizado tanto a nivel internacional como por la CADER para la Argentina, puede deducirse que el precio de la energía ofertada en la subasta GENREN puede considerarse razonable y competitiva conforme con los estándares, ya que los precios adjudicados rondan entre 121 dólares por MWh a 134 dólares por MWh (promedio ponderado 126,9 dólares por MW/h).

Los fondos para comprar esta energía surgen de dos vertientes: a) el Fondo Fiduciario de Energías Renovables creado por la Ley 26.190 y b) el Fondo de Garantía creado específicamente para el GENREN.

El primer fondo surge del propio MEM, a través de un recargo asignado sobre el precio de la energía por KWh sobre las tarifas que pagan las empresas distribuidoras y los grandes usuarios compradores de la energía al MEM. El segundo surge como consecuencia de la renuncia que hacen los generadores y titulares de las instalaciones, a los derechos de comercialización de los CER, los cuales son cedidos a ENARSA para la afectación al fondo.

De esta forma el regulador pretende financiar la brecha entre el precio spot y el precio teórico eólico, ya cerrado y fijo, de acuerdo con los contratos adjudicados por GENREN.

La pregunta que queda flotando es si estos fondos serán suficientes para hacer frente a esta brecha o si una vez más el Estado Nacional tendrá que inyectar fondos de los consumidores, tal como lo hace hoy para cubrir el déficit tarifario que experimenta el MEM. De cumplirse este último supuesto, estaríamos trasladando una vez más este déficit a los consumidores, tornándose el sistema diseñado en ineficiente.

¿Cuál es el horizonte energético de la Argentina en materia de energías renovables?

Como hemos comentado, la Argentina cuenta con unos de los recursos eólicos más importantes del mundo.

Parece una paradoja, que en un país con un potencial teórico de instalación de 2.000 GW, solo haya hasta la fecha 29,8 MW instalados y 754 MW adjudicados mediante el programa GENREN. Semejante paradoja se explica porque las inversiones en renovables se radican en países donde los marcos regulatorios son estables y seguros para el inversor, aunque el potencial del recurso no sea extraordinario.

Las condiciones del entorno condicionan el tipo de marco regulatorio a elegir y en la Argentina la experiencia fue más que contundente, toda vez que el sistema de primas fracasó al estar cimentado en un mercado eléctrico con formación de precios distorsionados. Esta disfuncional historia de la energía eólica en Argentina parece estar cambiando, debido a las acciones que desde el Estado se están llevando a cabo, esta vez desde un sistema de Subastas.

El mercado también acompaña ese cambio dando señales importantes, al entenderlo como un proceso inevitable y necesario dada la crisis inminente de los combustibles fósiles, que ponen en jaque al sector eléctrico basado en energías convencionales, al privarlo de estabilidad y seguridad.

Según previsiones de la Secretaría de Energía, el futuro cercano para las renovables hacia el año 2016 es de 2.500 MW de generación y hacia el año 2025 se sumarían unos 1.000 MW a lo ya instalado.

Se asume que el 50% de la nueva potencia renovable a instalarse será eólica y que la inversión en el sector será entre los 2.200 a 2.700 millones de dólares hasta el año 2016, más otros 800 a 1.100 millones de dólares hasta el año 2025 (CADER, 2009). Estas cifras pueden resultar conservadoras si se tiene en cuenta que, finalmente, puede ser más económico sostener un esquema de incentivos a las renovables que seguir subsidiando la energía convencional que ya no cubre las necesidades energéticas básicas el país, y no ofrece los incentivos necesario para generar nuevas inversiones.

Con un parque de generación mayormente hidrocarburo dependiente, la Argentina siempre estará sujeta a la volatilidad de precios de los combustibles fósiles. En el año 2008 se gastaron cerca de 1.800 millones de dólares en combustibles líquidos importados y en energía eléctrica de origen térmico comprada a países vecinos. Ese dinero fue destinado a la generación y compra de 7.700 GWh arrojando un costo promedio de 230 dólares por MWh

(CADER, 2009).

Quizás es la primera vez que el regulador argentino se ha planteado la cuestión desde lo estratégico que significa la independencia energética, en un país donde el recurso fósil *ya no tiene horizonte* de reservas comprobadas, mientras el recurso eólico tiene un horizonte de energía inagotable.

También debe ser quizás la primera vez que en la evaluación de las externalidades positivas de las renovables, éstas son contabilizadas en términos de futuro; un futuro que es prometedor, si las acciones para el cambio en marcha se sostienen en el tiempo y se profundiza la diversificación de la matriz energética.

Recomendaciones para un futuro cercano

El 2016 está cerca y la Argentina tiene que cumplir el objetivo programado del 8% en energías renovables. Parece que esta vez el sistema elegido por el regulador ha sido exitoso, al haber superado las expectativas iniciales, toda vez que se logró, a través de esta subasta, cubrir el 3% de esa meta.

La pregunta es si se logrará la meta con el mismo sistema de subastas o será necesario ir migrando a un sistema de Primas en forma paulatina, que optimice el aprovechamiento del recurso disponible y que asegure en definitiva que no sea el consumidor final el que financie las deficiencias del mercado.

Este cambio paulatino puede llegar a ser posible en la medida en que, según estimaciones de expertos, la regulación futura del sistema en el modelo eléctrico argentino, tenga un sesgo de mayores soluciones de mercado, fomentado por la crisis del desabastecimiento local y las buenas perspectivas de la economía nacional y de los países limítrofes. Y es en este sentido que el rol de los agentes del mercado será esencial en el aporte de las soluciones (Fandiño, 2007).

Es entonces posible comenzar a desregular el mercado volviéndolo al sistema de libre competencia, para ir migrando paulatinamente del actual sistema de Subastas a uno de Primas. Al respecto podemos realizar algunas recomendaciones que faciliten este proceso, tomando como referencia los ejes que el sistema español, uno de los más exitosos del mundo en materia de energías renovables, usó para diseñar su política de fomento:

1. Planificación: será necesario, para darle mayor horizonte y señales al mercado, la instrumentación de objetivos en la planificación (posibles y fiables) acompañados por planes de fomento de mediano y largo plazo, considerando a tal efecto cuál es la tecnología que se prefiere desarrollar. En este sentido el recurso disponible es esencial, y discriminar las metas por tecnología logrará diversificar la matriz energética con la mayor eficiencia posible. El mercado ya ha dado señales y también la propia Secretaría de Energía, al puntualizar en sus estimaciones, que es la eólica la que llevará la delantera. Asimismo dicha planificación debe estar articulada con otros planes de fomento para el desarrollo de la industria local de

fabricación de equipos, lo que en definitiva permitirá bajar los costes de inversión y generar el efecto macro y micro económico que el sector de las renovables ha demostrado en otros países. Para que esto resulte finalmente exitoso es necesario que el sistema financiero se active, generando créditos blandos a tasas que permitan la recuperación de la inversión en el mediano plazo y que no condicionen los retornos de los proyectos. El sector renovable, sin esta estratégica ayuda, difícilmente podrá crecer, dado que las inversiones de capital son muy intensivas sobre todo al inicio de los proyectos. Es aquí en donde el Estado debe articular la forma de generar un *círculo virtuoso* entre el sector financiero, el desarrollador de proyectos y el fabricante de equipo

2. Regulación económica: es importante ir profundizando el sistema, considerando siempre la “rentabilidad razonable” como delimitador de los incentivos, sea cual sea el marco regulatorio que se elija. Si el mercado se sincera y se ponen a la luz los subsidios que recibe directamente del tesoro nacional, se podrían ir re-direccionando algunos recursos para fomentar en una primera etapa las energías renovables. Esto podría incluso implicar que el propio inversor concluya que seguir invirtiendo en tecnología convencional no representa un buen negocio, dada la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y el escaso horizonte de los mismos por tratarse de un *recurso finito*. Una forma de ir liberalizando paulatinamente el mercado es dejar de subsidiar su déficit para nivelar las tarifas a precios reales, internalizando las externalidades negativas de los combustibles fósiles y las positivas de las renovables. Esto posibilitará dejar paulatinamente el sistema de subastas en forma escalonada para terminar en un sistema de primas. Las etapas serían:

- Subastas (actualmente)
- Subastas + CER
- Primas + incentivos impositivos + complementos
- Primas + complementos

Las etapas se podrían ir articulando considerando las necesidades del sector y del mercado, fortaleciendo los objetivos de planificación asignados por tipo de tecnología.

3. Derechos de Conexión y Acceso: Debe ser prioritario mejorar las obras de infraestructura del SADI para garantizar el acceso al mismo de zonas que, si bien tienen un importante factor de capacidad, se encuentran aisladas y lejos del sistema de interconexión. Una forma de lograrlo es estimulando a las jurisdicciones provinciales para mejorar las inversiones en la red de conexión para el uso de renovables, a través de mejoras o partidas presupuestarias específicas dentro del régimen de coparticipación[11]. De esta manera, se reforzaría la planificación estatal, asegurando el cumplimiento de los objetivos. Esto es importante con el fin de aprovechar más eficientemente los recursos, sobre todo el eólico, dando a los inversores más posibilidades en cuanto a la localización de sus proyectos, ya que el Factor de Capacidad es uno de los elementos claves al momento de definir una

inversión. Otro elemento a considerar es la calidad de la energía, el cual se podría incentivar dándole prioridad de acceso a la tecnología que cumpla con los requisitos técnicos a tal efecto.

4. Integrar las políticas energéticas con las ambientales: Para ello es necesario no solo enfocarse en el *coste-eficiencia y seguridad del sistema*, sino también en que la protección del ambiente debe ser el principio sustentador de las políticas energéticas. Ello implica un enfoque integrado y una planificación estratégica de la cuestión, lo que le daría a las renovables prioridades en las políticas energéticas de mediano y largo plazo.

Restan seis años y aún falta cubrir un 5% del total teórico propuesto. Solo los hechos van a corroborar si este sistema de subastas elegido por el regulador para esta etapa evoluciona positivamente.

El próximo paso será avanzar hacia un sistema de Primas, probado internacionalmente como el más eficiente, sólo si el Mercado Eléctrico Mayorista se sincera y vuelve a ser competitivo.

Si esto sucede, es importante no dejar de lado el camino recorrido y la experiencia acumulada, incorporando a ese nuevo escenario las consideraciones propias del entorno que ayudarán a llegar en tiempo y forma a los objetivos planificados.

Referencias citadas

Cámara Argentina de Energías Renovables (2009). “Estado de la Industria Eólica en Argentina 2009”. Buenos Aires. Visita 22 de julio de 2009 <http://www.argentinarenovables.org/archivos/EstudioEolicoCADER2009.pdf>

Fandiño, Ester (2007). “Regulación y Funcionamiento del Sector Eléctrico en Argentina”. Visita 30 de agosto de 2010 http://www.ariae.org/download/sistemas_energeticos/argentina.pdf

International Energy Agency (2010). “Projected Costs of Generating Electricity”. Visita 15 de septiembre de 2010 <http://www.iea.org/Textbase/npsum/ElecCost2010SUM.pdf>

International Energy Agency (IEA) y Nuclear Energy Agency (2010). “Projected cost of generating electricity”. Visita 3 de 20 de septiembre de 2010 <http://www.oecd-nea.org/pub/egc/>

Pistonesi, Héctor (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. SERIE Recursos naturales e infraestructura. Santiago de Chile: CEPAL. Visita 3 de febrero de 2010 <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/9/4969/lcl1402e.pdf>.

Sáenz de Miera Cárdenas, Gonzalo (2010). “El marco regulatorio de las energías renovables en España”. En *Tratado de Energías Renovables*, Tomo I. Bilbao: Aranzadi.

Sáenz de Miera Cárdenas, Gonzalo y Luis Jesús Sánchez de Tembleque (2009). “La regulación de las Energías Renovables”. En *Tratado de Regulación del Sector Eléctrico*, Tomo II. pp. 539-565. Bilbao: Aranzadi.

Notas

[1] La Ley de Convertibilidad del Austral (Ley N° 23.928), fue sancionada el 27 de marzo de 1991 por el Congreso de la República Argentina, durante el gobierno de Carlos Menem, bajo la iniciativa del entonces Ministro de Economía Domingo Cavallo, y estuvo vigente durante 11 años. En esta ley se establecía a partir del 1 de abril de 1991 una relación cambiaria fija entre la moneda nacional y la estadounidense, a razón de un dólar estadounidense por cada diez mil australes, que luego serían reemplazados por una nueva moneda, el *Peso Convertible*, de valor fijo también en un dólar. Tenía como objetivo principal el control de la hiperinflación que afectaba la economía en aquel entonces. También exigía la existencia de respaldo en reservas de la moneda circulante, por lo que se restringía la emisión monetaria al aumento del Tesoro Nacional. El período en que duró la ley de convertibilidad se llamó popularmente "el uno a uno", en clara referencia a la igualdad peso dólar.

[2] El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el punto donde convergen la oferta con la demanda para definir el precio de la energía como el costo marginal de la última máquina que fue requerida para abastecer a dicha demanda. Se entiende que dicho valor, representa precisamente el precio que los compradores están dispuestos a pagar por sus requerimientos de energía. La comercialización de la energía dentro del MEM se efectúa a través de tres mercados con reglas de juego particulares en las que se fija finalmente el precio en cada uno de ellos, estos mercados son: Mercado Spot, Mercado Estacional, Mercado a Término. En el Mercado Spot, los precios se encuentran establecidos sobre una base horaria como una función del costo económico de producción. Así los precios varían de acuerdo a los requisitos y la disponibilidad de equipos que hayan en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de combustible y otro para la potencia que representa los costos fijos.

[3] Un sistema de Feed-in-Tariff (FIT) dispone y garantiza el pago al generador de una prima o sobreprecio por encima del precio de mercado, para cubrir los costos medios de los proyectos y proveer al inversor de una rentabilidad razonable. Este sistema logra compensar la diferencia de costos y viabilizar económicamente los proyectos de una manera relativamente simple y segura.

[4] Ley 25.957 – Energía Eléctrica.

[5] El Factor de Capacidad (FC) es un valor porcentual de la energía que una turbina eólica entregará durante todo un año en relación con la cantidad de energía que podría entregar una turbina trabajando el 100% del tiempo. De este modo, un FC=48% indica que la energía entregada por un aerogenerador será el 48% de la energía que la misma máquina podría entregar durante todo el año en condición de potencia nominal. Los primeros modelos, utilizando curvas de potencia de tecnología comercial actual, arrojan resultados para zonas patagónicas de un FC mayor a 45%. Cabe mencionar a modo de comparación que el FC promedio en Europa ronda el 25%.

[6] CAMMESA es una sociedad anónima de capitales mixtos que administra y organiza las compras en el mercado eléctrico. Es de gestión privada con propósito público.

[7] Ley 25.551- Régimen de Compre Nacional Argentino.

[8] "Levelized" se refiere al costo total de producir la energía, incluyendo los costos de inversión y operación durante el período de vida útil (International Energy Agency y Nuclear Energy Agency, 2010).

[9] Tasa de Descuento: También llamada tipo de descuento o costo de capital. Es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual (VAN) de un pago futuro. La VAN o NPV (en inglés) permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

[10] Los Sistemas de Apoyo Fiscal se utilizan como mecanismo complementario de apoyo en varios países europeos y como mecanismo básico de apoyo a nivel federal en Estados Unidos. Un ejemplo es el Production Tax Credit (PTC) en Estados Unidos, mediante el cual los productores renovables tienen, durante diez años, una bonificación fiscal en un impuesto directo equivalente a 19 dólares MW/h.

Por otro lado, en el Sistema Certificados Verdes Negociables a los suministradores de energía se les impone la obligación de que una parte de la misma (cuota) sea de origen renovable. Al mismo tiempo, los generadores renovables reciben un certificado verde por cada MWh generado. Este certificado puede ser comercializado y tiene un valor, dado que para cumplir con la obligación impuesta los suministradores deberán adquirir certificados verdes en una cantidad igual a su cuota. En caso de incumplimiento se incurre en una penalización. Por tanto, los generadores renovables reciben dos ingresos: a) el precio de mercado por la energía vendida; y b) el precio de mercado de los certificados verdes vendidos a los suministradores.

[11] Régimen de Coparticipación: La coparticipación de impuestos es una de las formas en que el gobierno central asigna recursos a los niveles de gobierno inferiores en un sistema federal.