

CALES | Casa de
Altos Estudios



**Bono Megavatio:
Una Alternativa para la
Financiación
de Proyectos de Energía Eólica**

Leonardo Calabresi

CALES | Casa de
Altos Estudios



**Bono Megavatio:
Una Alternativa para la
Financiación
de Proyectos de Energía Eólica**

Leonardo Calabresi

Calabresi, Leonardo

Bono Megavatio: una alternativa para la financiación de proyectos de energía Eólica / Leonardo Calabresi - 1a ed ilustrada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Bolsa de Comercio de Buenos Aires, 2016.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-950-599-084-9

1. Abastecimiento de Energía. 2. Política de Obras Públicas. 3. Economía. I. Título.
CDD 333.79

Prohibida la reproducción total o parcial del contenido de este libro por medios gráficos, electrónicos, CD Rom, videos, sistemas de fotocopiado, duplicación, registro magnetofónico o cualquier otro medio. Todos los derechos están reservados.

Presentación

CALES. La Casa de Altos Estudios de la BCBA tiene el agrado de presentar la monografía “Bono Megavatio: Una Alternativa para la Financiación de Proyectos de Energía Eólica” de Leonardo Calabresi.

Esta monografía recibió la distinción honorífica del **Premio Bolsa de Comercio de Buenos Aires 2014**, sobre el tema “Financiación de la Energía e Infraestructura. Oportunidades. Instrumentos prioritarios”, que fuera adjudicado en el 2015 por el jurado del Concurso que estuvo integrado por los distinguidos doctores Jorge Berardi, Jose María Fanelli y José Siaba Serrate.

CALES agradece a todos los participantes y expresa su satisfacción por la calidad de la monografía premiada que presentamos como un valioso aporte de ideas para el fortalecimiento del Mercado de Capitales y su contribución a la integración y desarrollo del país.

El Directorio
Jose María Dagnino Pastore
Guillermo Ricardo Gamble
Alberto Manuel García Lema
Enrique S. Mantilla



Leonardo Javier Calabresi

EDUCACIÓN:

Carrera de grado:

Licenciatura en Economía, Universidad de Buenos Aires, Promedio: 7.80.

Mención cum laude por mérito académico.

Posgrado:

Regulación de los Servicios Públicos. Universidad de Buenos Aires (UBA). Promedio: 8.

Especialista en Administración del Mercado Eléctrico y Gas Natural. Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Promedio: 8.25.

Especialista en Finanzas. Universidad Nacional de Rosario.

Promedio: 8.33. Título intermedio de la Maestría en Finanzas de la Universidad Nacional de Rosario.

Master en Finanzas. Universidad Nacional de Rosario.

INDICE

Resumen.....	2
Introducción y Antecedentes.....	3
Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en el mundo.....	3
ERNC en Argentina.....	4
Comparación de Costos.....	13
Objetivos y Metodología.....	15
Resultados.....	17
Descripción del mecanismo alternativo de financiación.....	17
Flujo de Fondos Teórico del Proyecto – Escenario Base.....	18
Ejercicio de Simulación.....	22
Conclusiones.....	29
Bibliografía.....	31

Resumen

Analizando los antecedentes a nivel global, se halló una fuerte presencia de la energía eólica, la que representa más de la mitad de la potencia renovable. Sin embargo en Argentina, pese a múltiples factores que tornan favorable la coyuntura para el desarrollo de la misma, la inversión en esta tecnología fue mucho menor a la esperada.

Esta problemática es causada principalmente por la falta de financiamiento en moneda extranjera, por lo que el objetivo principal del trabajo consiste en plantear una alternativa para el mismo con participación del mercado financiero local. Para ello se plantea la creación del 'Bono Megavatio', dependiente del precio de la energía, y se analizan las consecuencias de la misma sobre los actores intervinientes.

La concreción de dicho objetivo permite concluir, bajo ciertos supuestos, que la aplicación del nuevo bono permitiría desbloquear la situación actual de la energía eólica en Argentina, brindando al mismo tiempo una alternativa atractiva a los inversores financieros locales.

En la primera sección se revisan los antecedentes de este tipo de energía a nivel global y local, se analiza brevemente el sector energético nacional y se comparan los costos de las distintas tecnologías renovables y convencionales; en la segunda se detallan los objetivos y la metodología; en la tercera se muestran los resultados obtenidos; mientras que en la última sección del trabajo se exponen las conclusiones.

1) Introducción y antecedentes

a) Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en el Mundo

El crecimiento económico y las mejoras en la calidad de vida alcanzadas a nivel global requieren de una creciente cantidad de energía, en particular del tipo eléctrica. Hasta el siglo pasado, los combustibles fósiles y minerales, con acompañamiento de la energía nuclear y las grandes obras hidroeléctricas, saciaron dichos requerimientos. Como consecuencia de ello, la actualidad muestra un peligroso deterioro del medioambiente, al tiempo que la explotación de los recursos existentes resulta cada vez más difícil y onerosa (Shell, 2011).

En ese contexto, las ERNC ocupan un lugar protagónico en las proyecciones realizadas por los distintos agentes. Las mejoras tecnológicas, la gran liquidez del mercado financiero internacional, la abundancia de recursos renovables sin explotar y una mayor conciencia medioambiental impulsaron su desarrollo y abarataron los costos de instalación, haciendo de ellas una alternativa viable. Entre todas se destaca la energía eólica, que representa más de la mitad del stock mundial de ERNC (IEA, 2015).

A raíz de ello, en los últimos años se intensificó el debate a nivel global en torno a la diversificación de la matriz energética y la introducción de tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, concluyendo que la difusión de las ERNC puede generar numerosos beneficios ambientales a través de la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero; y beneficios económicos, tales como disminuir los costos del sistema eléctrico en países importadores de energía, reduciendo la dependencia energética del extranjero, y promover estrategias de desarrollo económico de alto valor agregado (IEA, 2015).

Asimismo, la intervención de los diferentes niveles de gobierno resulta fundamental. Las políticas públicas implementadas para fomentar la instalación de ERNC incluyen desde incentivos fiscales y financiamiento subsidiado hasta metas

nacionales de consumo renovable, registrándose más de un centenar de países que aplican políticas de este tipo.

Los resultados acompañaron estas políticas, ya que las ERNC representan el 22% de la provisión de energía eléctrica mundial (REN21, 2014). A pesar de que aún constituyen una porción pequeña, las nuevas inversiones para producir energía a través de recursos renovables han superado a las convencionales.

Sin embargo, la “explosión” de este tipo de energía ocurrió en un contexto de alto costo de los recursos fósiles. Pero desde mediados de 2014 el precio del barril de petróleo del tipo West Texas Intermediate (WTI), valor de referencia de los hidrocarburos a nivel mundial, se encuentra en caída libre: el 30 de Julio de 2014 fue la última vez que superó los 100 U\$S por barril (104,29 U\$S/bbl), bajando hasta 44,80 U\$S/bbl el 26 de Enero de 2015, valor que no se observaba desde la crisis de 2008/9 (EIA, 2015). Esto representa una disminución mayor al 50%, cuyo impacto en el desarrollo de las ERNC no fue todavía estudiado en profundidad.

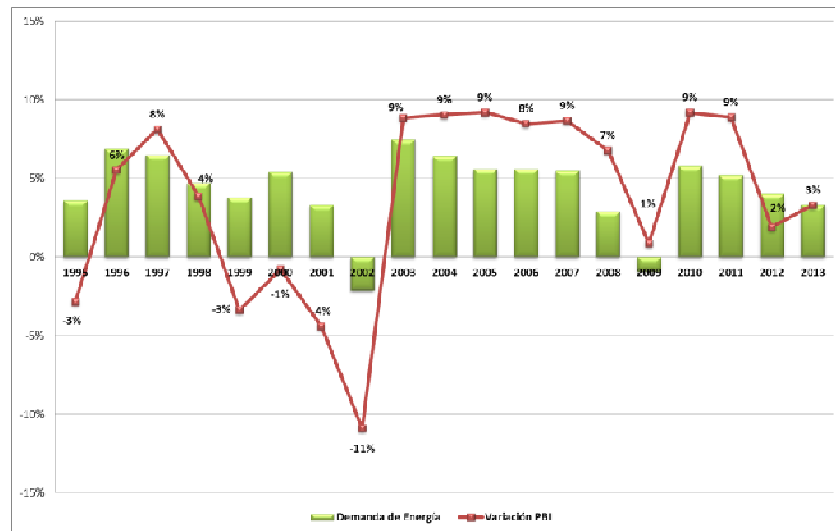
b) ERNC en Argentina

Evolución del Mercado Eléctrico Argentino en la última década

En la mayor parte del mundo la demanda eléctrica evoluciona con un alto nivel de correlación con respecto al Producto Bruto Interno (PBI) (Apergis y Payne, 2010). Argentina no es la excepción, ya que desde 2002 se observó un crecimiento económico del 6,2% anual acumulado, que incrementó el consumo de electricidad se a una tasa de 4,6% anual acumulada.

La única interrupción en este sendero de crecimiento sucedió en 2009, cuando en el contexto de la crisis financiera internacional, el crecimiento económico disminuyó en 0,9% y la demanda eléctrica lo hizo en proporción similar (INDEC, 2015), lo que puede observarse en el siguiente gráfico.

Gráfico 1. Relación PBI – Demanda Eléctrica



Elaboración propia basada en datos del INDEC y CAMMESA.

Por las características del suministro eléctrico, la demanda debe ser satisfecha instantáneamente, siendo inviable el almacenamiento a nivel mayorista. Por ello, para cubrir la mayor demanda de energía fue necesaria la inversión en nuevos equipos de generación, transporte y distribución eléctrica. Por su mayor velocidad y simplicidad de instalación, la inmediata disponibilidad de combustible, local o importado, y sus menores costos hundidos, la inversión se focalizó en Centrales de Generación Térmica, que consumen principalmente Gas Natural, y alternativamente Fuel Oil o Gasoil.

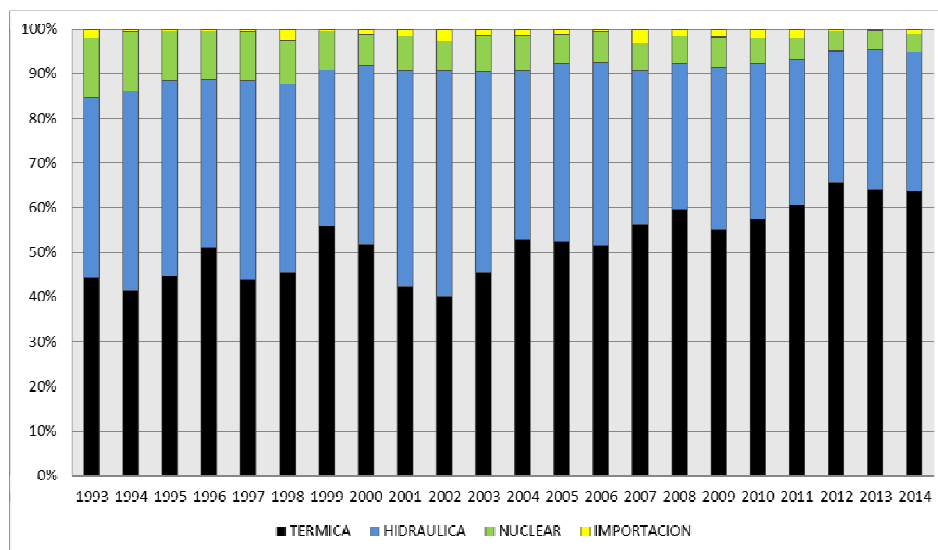
Por este motivo, del aumento de la potencia instalada entre 2002 y 2014, el 73% correspondió a este tipo de generadores, un 24% a centrales hidroeléctricas y solo el 2% restante fue cubierto con ERNC, incorporadas en los últimos años (CAMMESA, 2015a). Cabe mencionar que la mayor parte de las incorporaciones se realizaron con fondos estatales, o a través de la monetización de fondos

adeudados a los distintos generadores eléctricos¹, quienes debieron reinvertirlos dentro del propio sistema eléctrico para recuperarlos.

La fuerte estacionalidad del recurso hidráulico, que genera un bajo factor de uso de su potencia instalada, en comparación con la disponibilidad inmediata y previsible de la generación térmica, acentuó la tendencia a favor de esta última.

Por este motivo, si bien la energía térmica representó el 74% de la nueva potencia instalada desde 2002, la utilización de dicha potencia fue mucho mayor que la del resto de las tecnologías, y la generación del tipo térmico representó la totalidad del incremento en la demanda, compensando además las leves disminuciones en los aportes hidroeléctricos y nucleares (-0,8% y -0,3% respectivamente). Esta fuerte participación significó un aumento en la generación térmica del 8,1% anual acumulado (CAMMESA, 2015a).

Gráfico 2. Generación por tipo de tecnología



Elaboración propia basada en datos de CAMMESA.

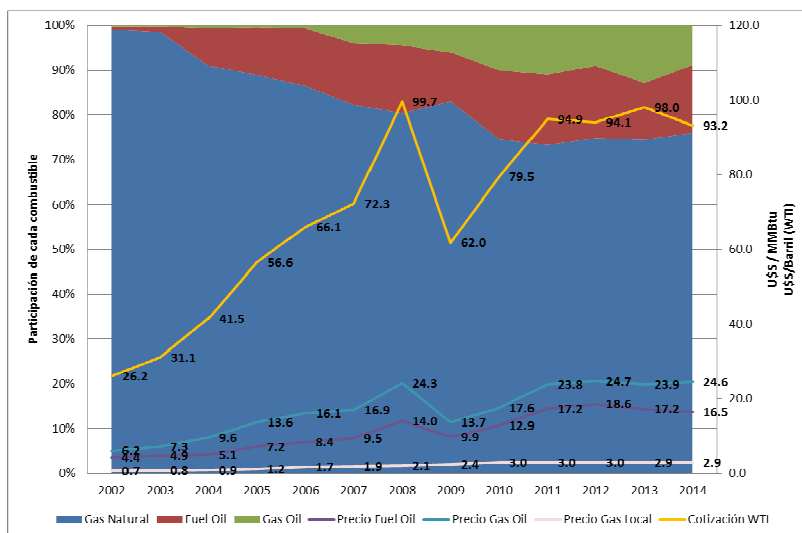
Como consecuencia de esta expansión, se incrementó fuertemente la demanda de gas natural, cuya producción local se encuentra en baja desde 2004 (Secretaría de Energía, 2015). La prioridad en el consumo de gas natural la tiene el sector residencial, por lo que resultó inevitable el aumento de importaciones, tanto de

¹ El más relevante de los planes de inversión de este tipo es el FONINVEMEM, creado por la Resolución S.E. N° 771/2005.

Gas Natural (desde Bolivia o licuado a través de barcos) como de combustibles alternativos (Fuel Oil y Gasoil) para la generación eléctrica. Si bien estas importaciones fueron, estacionales en un primer momento (para cubrir faltantes en invierno), la continuidad del incremento en la demanda y la disminución de la oferta las convirtieron en permanentes (ENARGAS, 2015).

Adicionalmente, los precios de estos combustibles alternativos aumentaron considerablemente, ya que al ser derivados del petróleo siguen un patrón similar al mismo. El precio de referencia del WTI sufrió un aumento progresivo (excepto por la crisis de 2008/2009) que lo llevó de un promedio de 26 U\$S por barril en 2002 a 97 U\$S en 2013, para luego disminuir bruscamente a un promedio de 54 U\$S en Diciembre de 2014 (EIA, 2015). En el siguiente gráfico se puede observar la influencia de esta situación sobre el precio de los combustibles utilizados para generación eléctrica:

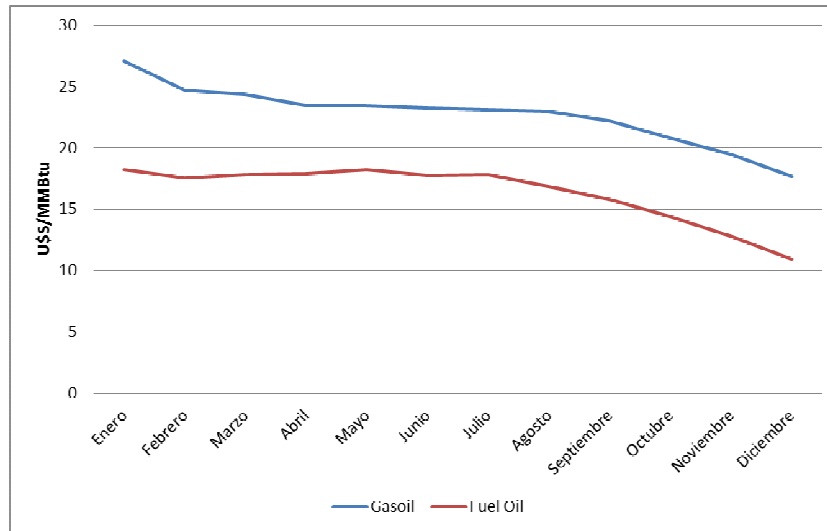
Gráfico 3. Generación y precios por tipo de combustible



Elaboración propia basada en datos de CAMMESA y la EIA.

En el gráfico anterior no aprecia en forma contundente la fuerte baja de los precios en el tramo final del 2014, debido principalmente al efecto del promedio. Por ello, en el siguiente gráfico se detallan los precios mensuales del último año, donde se puede observar el desplome a partir de la mitad de 2014:

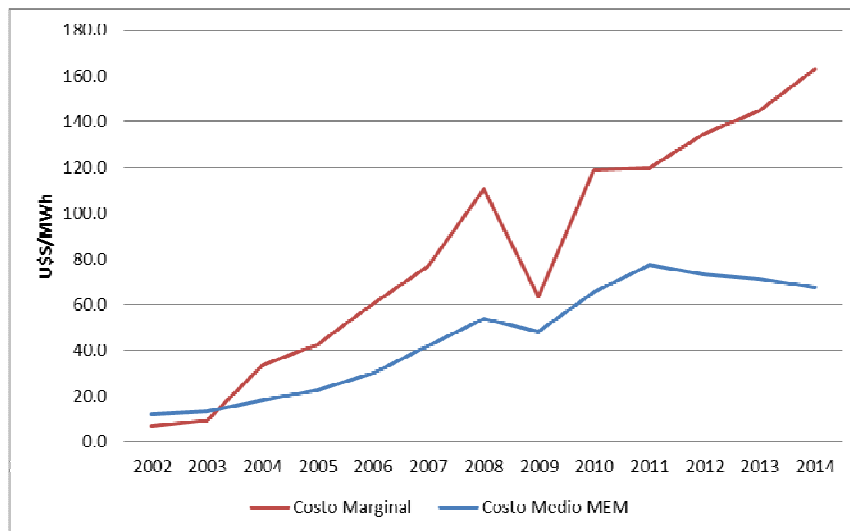
Gráfico 4. Precios de combustibles líquidos 2014



Elaboración propia basada en datos de CAMMESA.

La mayor demanda de energía, combinada con el aumento en el uso de las centrales térmicas y la suba de los precios internacionales de los combustibles que éstas consumen, impactaron en forma contundente tanto sobre los Costos Marginales² como los Costos Medios del sistema eléctrico (CAMMESA, 2015b), excepto en 2009. El gráfico siguiente muestra claramente lo descripto.

Gráfico 5. Costos Medios y Marginales Promedio



Elaboración propia basada en datos de CAMMESA y la EIA.

² El Costo Marginal es el costo variable de la máquina más cara que ingresó en servicio para abastecer la demanda en una hora determinada, y como tal, es un buen aproximado de cuanto el sistema está dispuesto a pagar por mayor generación.

Políticas de Promoción de las ERNC

Si bien las ERNC estaban contempladas en el marco regulatorio sectorial, y a pesar de los beneficios otorgados a por la Ley 25.019 de Energía Eólica y Solar en 1998, la escasez de incentivos económicos y la abundancia de gas natural barato, llevó a una nula participación de las mismas hasta 2006.

Pero en el marco de un nuevo escenario, con precios internacionales de la energía en escalada, la situación descrita anteriormente en el mercado eléctrico local, desarrollos tecnológicos que mejoraron rendimiento y costos de las fuentes renovables y una mayor conciencia de los impactos ambientales, fue sancionada la Ley 26.190 a fines de 2006, cuyo objetivo principal era abastecer el 8% de la demanda eléctrica con energías renovables para el año 2016. Para el cumplimiento de dicho objetivo se otorgaron beneficios particulares para varios tipos de ERNC.

Los beneficios son tanto impositivos, como la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias y la no inclusión de los bienes de capital como base de imposición en el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta durante los primeros tres períodos contables; como económicos, mediante la conformación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables.

El Programa GENREN

A pesar del nuevo marco normativo, aún era necesario establecer mecanismos para el repago de las inversiones realizadas, ya que el esquema existente no contemplaba métodos para ello. En consecuencia, ENARSA llevó a cabo en 2009 el Programa GENREN. A través de él realizó una licitación de compra de energía proveniente de distintas fuentes renovables, con contratos de hasta 15 años y precios fijados en Dólares Estadounidenses, entre otras condiciones.

La licitación fue por 1.015 MW para todas las tecnologías, y recibió 51 ofertas de 21 oferentes por más de 1.400 MW (aproximadamente un 5% de la potencia

instalada local). De las ofertas técnicas fueron evaluados los antecedentes institucionales, la capacidad económica de las compañías y la factibilidad de cada proyecto, marcando a partir de dichos parámetros los precios de corte de la licitación. Finalmente, se obtuvo una adjudicación total de 895 MW (ENARSA, 2009). Las principales ofertas estuvieron concentradas en la generación eólica, que representó el 81,2% de las ofertas técnicas y el 84,2% de las adjudicaciones. Con respecto a los precios, fueron los siguientes:

Tabla 1. Precios licitados por tipo de tecnología

Tipo de Energía	Cantidad de Proyectos	Potencia (MW)	Precio (U\$S/MWh)		
			Mínimo	Máximo	Promedio
Eólica	17	754	121	134	127
Térmica con Biocombustibles	4	110	258	297	288
Peq. Aprov. Hidroeléctricos	5	11	150	180	162
Solar Fotovoltaica	6	20	547	598	572

Elaboración propia basada en datos de ENARSA.

Debido al éxito de la convocatoria del GENREN (INTI, 2012)³ y apañada sobre la salida de la crisis financiera mundial, se realizó una convocatoria al Programa GENREN II, en similares condiciones que su versión anterior, que contó con 26 ofertas de parques eólicos, por un total de 1208 MW. Sin embargo, la licitación no avanzó más allá de las ofertas técnicas.

Mientras los proyectos del GENREN se encontraban en trámite, surgieron nuevos planes que resultaban factibles. Para la materialización de los mismos, la Secretaría de Energía emitió la Resolución S.E. N° 108/2011, permitiendo así la elaboración de Contratos de Abastecimiento con CAMMESA en las mismas condiciones que el GENREN, prescindiendo de la intermediación de ENARSA.

La nueva resolución sumó más presentaciones e interés de los inversores. En Agosto de 2012, la Secretaría de Energía contaba con la proyección de posibles Centrales Eólicas por 5.280 MW (incluyendo las ganadoras del Programa GENREN), de las cuales 2.900 MW ya poseían la aprobación técnica de ese organismo (Sinagra y Siryi, 2012).

³ El GENREN II no fue licitado, por lo que no se registran resultados formales y detallados excepto lo expresado en medios periodísticos y el INTI.

La energía eólica predominó notablemente los planes de inversión de los distintos agentes, principalmente debido a:

- a) La gran disponibilidad del recurso viento en Argentina, especialmente en la Patagonia, cuyo potencial se estima en 2000 GW (Clúster Eólico Argentino, 2012), unas 65 veces la potencia eléctrica instalada actualmente;
- b) los avances tecnológicos que mejoraron el rendimiento y los costos de dicha tecnología por sobre otras ERNC;
- c) las limitaciones en el abastecimiento local de combustibles, lo que aumentó la necesidad de importaciones, comprometiendo la situación del comercio exterior nacional;
- d) el fuerte aumento del costo de la generación térmica a raíz de la situación descripta en c).

Por ello, este trabajo tratará específicamente sobre la energía eólica, para adaptarse a las necesidades, posibilidades y oportunidades nacionales.

Resultados Finales

Pese al incentivo económico y el potencial natural mencionado, solamente 187 MW, 4% del total proyectado y menos del 1% de la potencia total instalada, provienen de fuentes de energía eólica. En la siguiente tabla puede observarse los detalles de dicha potencia.

Tabla 2. Potencia eólica instalada en el MEM

EMPRESA	PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA NOMINAL (MW)	FECHA DE INGRESO AL MEM
Sea Energy S.A.	Necochea Eos	Necochea, Buenos Aires	0.25	nov-10
Parque Eólico Arauco Sapem	Parque Eólico Arauco	Valle De La Puerta, La Rioja	50	may-11 (*)
Hychico S.A.	Parque Eólico Diadema	Diadema, Chubut	6	ago-11
Genneia S.A.	Parque Eólico Rawson I	Rawson, Chubut	49	dic-11
	Parque Eólico Rawson II		29	
Isolux Corsan S.A.	Parque Eólico Loma Blanca IV	Trelew, Chubut	50	jul-13
Vientos De La Patagonia I	Parque Eólico El Tordillo	Comodoro Rivadavia, Chubut	3	jul-13

*Este proyecto se realizó en dos partes, la primera mitad ingresó en Mayo de 2011 y la otra en Octubre de 2013.

Elaboración propia basada en datos de CAMMESA.

Las empresas del sector justificaron el pobre resultado final por la falta de financiamiento en moneda extranjera (Revista Petroquímica, 2012; Electrosector, 2013)⁴ debido a que los factores técnicos y de costos (como será detallado en la siguiente sección) se encuentran claramente a favor de la instalación de energía eólica. El financiamiento es una condición necesaria para realizar y mantener el precio ofertado por cada proyecto, los cuales tienen un gran nivel de apalancamiento. A pesar de que las presentaciones tenían un financiamiento acordado, las restricciones cambiarias y el hecho de que exista un monopsonio de la energía desalentaron a los prestamistas, pausando la concreción de las obras licitadas.

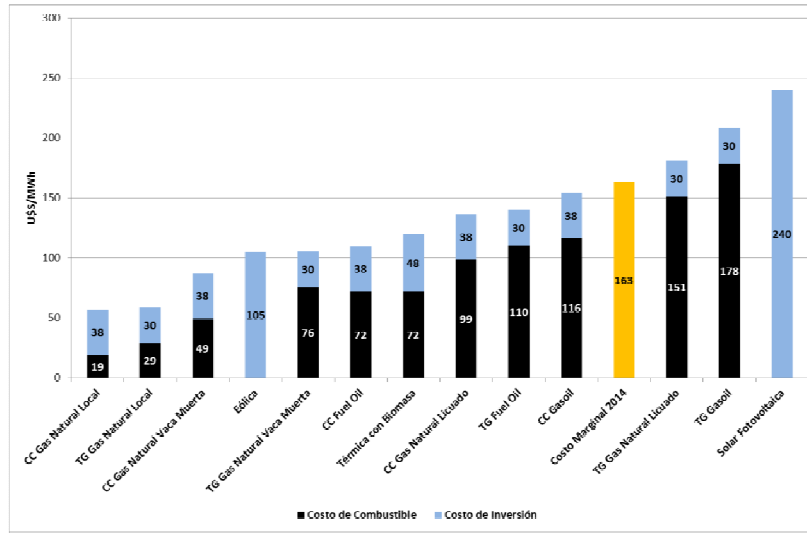
c) Comparación de Costos

Como fue mencionado, el contexto actual elimina el que fuera el mayor obstáculo al desarrollo de las energías renovables: su costo de instalación. Si bien varía por tipo de fuente, gran parte de las ERNC son económicamente competitivas e incluso más baratas que sus opciones convencionales.

En el siguiente gráfico se muestran estimaciones de los costos de instalación y generación estimativos de las tecnologías térmicas y renovables. Para las térmicas, se toman valores de referencia de distintos tipos de combustibles para Turbinas a Gas de Ciclo Abierto (TG) y Centrales de Ciclo Combinado (CC), mientras que para las renovables se incluyen las últimas ofertas realizadas al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuyos valores son inferiores a los percibidos en el GENREN. Por otro lado, se incluye la posibilidad contar en un futuro con Gas Natural de Vaca Muerta, para el que se supone un precio de 7,50 U\$/MMBtu (CPCEPNIH, 2013) y Gas Natural Licuado (GNL) importado a 15 U\$/MMBtu.

⁴ Sobre la problemática de la falta de financiamiento no se hallaron manifestaciones formales de las empresas involucradas, al menos no de carácter público, por lo que las únicas fuentes de información son revistas especializadas.

Gráfico 6. Costo de nueva energía por tipo de Generación (U\$S/MWh)



Elaboración propia basada en datos de mercado.

En el gráfico se destaca el hecho de que los costos a Diciembre de 2014, tanto de la generación eólica como de la térmica con biomasa, se encuentran por debajo del Costo Marginal promedio del último año, y de la generación térmica con combustibles alternativos.

Cabe destacar además que la energía eólica tiene un costo que supera únicamente a las opciones con Gas Natural Local, y a un posible Ciclo Combinado abastecido por Vaca Muerta, pero que es claramente inferior a cualquier opción que utilice con combustibles alternativos, sea Gasoil, Fuel Oil, o GNL, aún con precios a la baja.

Sin embargo, tiene una desventaja económica principal con respecto a la tecnología térmica, que es el hecho de que la mayor parte de su costo corresponde a bienes de capital, por lo que casi la totalidad de la inversión debe realizarse en el momento inicial; mientras que la alternativa térmica tiene menores costos de capital pero mayores costos de operación, que ocurren al momento de ser utilizada.

2) Objetivos y Metodología

A partir de los antecedentes, se deduce que, al no existir obstáculos técnicos ni de costos, la escasa penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico se debe principalmente a la escasa disponibilidad de financiación en moneda extranjera (Calabresi y Margulis, 2014).

En ese sentido, es el objetivo principal de este trabajo desarrollar una herramienta que sea útil para la solución de dicha problemática, aplicando un instrumento nuevo a la financiación de Proyectos de Inversión en energía eólica.

Para el cumplimiento de este objetivo principal se seguirán tres pasos:

a) Proponer un mecanismo de financiamiento alternativo para proyectos de este tipo, con la participación del mercado financiero nacional. Para ello se plantea la emisión de un 'Bono Megavatio' que dé al poseedor el derecho a cobro durante 10 años del Costo Medio de la Energía Eléctrica⁵ (CMEE) promedio del año, por cada unidad que posea del mismo. La emisión y repago de este bono estará avalada por la futura generación del parque eólico a ser financiado.

b) Elaborar los flujos de fondos teóricos del proyecto y del accionista (desarrollador), detallando los supuestos utilizados para el armado. Los resultados obtenidos en este punto conformarán el escenario base sobre el cuál se harán diversos análisis de sensibilidad.

c) A partir del escenario base, realizar un ejercicio de prospectiva sobre la situación de los inversores financieros que compren el bono. Ello se realizará mediante Simulación de Montecarlo, de la siguiente manera: en primer lugar, se estimará la relación entre el CMEE y las dos variables más influyentes sobre el mismo, que a su vez serán las variables aleatorias en la simulación: la cotización del WTI y la participación porcentual del combustible líquido en la generación.

⁵ Es el promedio por MWh de los Costos en los que incurrió el MEM para abastecerla demanda eléctrica. El mismo es determinado mensualmente por CAMMESA.

Una vez establecida esta relación, se realizarán 5.000 iteraciones sobre los valores de las variables aleatorias, obteniendo resultados probables del CMEE para los 10 años⁶, y conforme a ello se determinan las probabilidades de aumento o disminución del precio del bono. Los resultados del inversor financiero se calculan como la diferencia entre el valor de la inversión en el escenario base y aquel resultante de cada iteración, ambos calculados al día siguiente a la emisión del bono.

Todos los cálculos serán realizados en Dólares Estadounidenses, ya que los proyectos de este tipo son calculados y repagados en dicha moneda, como puede ser observado en el Programa GENREN, descrito anteriormente.

⁶ Se supone que el CMEE resultante de cada iteración corresponde a los 10 años restantes de pago del bono.

3) Resultados

a) Descripción del mecanismo alternativo de financiación

Actualmente, aquellos desarrolladores interesados en invertir en parques eólicos deben presentar su proyecto ante las autoridades correspondientes, a los fines de celebrar un Contrato de Abastecimiento para que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM, representado por CAMMESA, su despachante) compre la totalidad de la energía que genere durante 15 años, conforme a la normativa vigente⁷. En términos generales, estos contratos establecen un precio fijo en moneda extranjera por MWh generado, calculado a partir del flujo de fondos del proyecto.

Estos desarrolladores son también los que deben conseguir el financiamiento, que en este tipo de proyectos ronda entre el 50% y el 80% del total de la inversión, y debe ser en moneda extranjera, ya que la mayor parte de los materiales son importados. Usualmente el prestamista es el fabricante de los molinos eólicos que vende el proyecto bajo la modalidad 'llave en mano', o un fondo de inversión especializado en este tipo de negocios. El hecho de que la mayor parte de las desarrolladoras sean compañías relativamente nuevas bloquea el acceso al mercado de capitales local, el cual ya de por sí se encuentra poco desarrollado (Salvatierra, 2011).

Bajo estas circunstancias, los principales riesgos son absorbidos por el MEM y el prestamista. El primero absorbe el riesgo de fijar los precios, ya que asegura el flujo de fondos al inversor, pero queda sujeto a los vaivenes de los precios de la energía, como por ejemplo, las fuertes variaciones en el precio del petróleo; y por ello se encuentra expuesto a abonar a largo plazo un precio diferente al de mercado. El segundo absorbe el riesgo solvencia, ya que si el MEM no paga o demora sus pagos, el principal afectado es aquel que aportó la mayor cantidad de capital para la central. Estos riesgos latentes se evidencian en la escasez de proyectos terminados.

⁷ Resolución S.E. N° 108/2011.

Es por ello que este trabajo propone una nueva modalidad de financiamiento que permita eliminar este obstáculo, y cuyo concepto principal consiste en desplazar los riesgos descritos hacia el mercado financiero local, ofreciendo a éste una nueva alternativa de Inversión.

La propuesta consiste en la emisión de un 'Bono Megavatio'. Este bono dará derecho a 10 pagos anuales (período estándar en préstamos a centrales eléctricas), siendo dichos pagos realizables 15 días corridos después del fin del año, tiempo necesario para obtener los datos necesarios para el cálculo del pago (CMMESA, 2014c). El pago anual de cada bono corresponde a un MWh generado, valorizado al promedio anual del CMEE. Para simplificar la exposición, el bono no poseerá ningún tipo de interés.

Ya que cada bono corresponde a un MWh de generación, el desarrollador eólico deberá presentar un análisis técnico a los fines de certificar (ante un organismo competente) una estimación del factor de carga⁸ de sus molinos, obteniendo como resultado la cantidad de energía anual que sería vendida al MEM, dato necesario para la emisión de los bonos correspondientes.

Los bonos certificados que el parque eólico emita podrán ser colocados en el mercado financiero mediante Oferta Pública como Obligaciones Negociables. Sin embargo, al ser las empresas desarrolladoras generalmente empresas de escaso historial crediticio, y con proyectos de gran apalancamiento, es recomendable que estos bonos estén avalados, garantizados o directamente emitidos por algún organismo estatal competente, sea existente o creado *ad hoc*.

b) Flujos de Fondos Teóricos – Escenario Base

Los flujos de fondos teóricos del proyecto y del inversor financiero serán elaborados sobre la base de un parque eólico de 1 MW, el que deberá ser

⁸ Cociente entre la energía generada y la energía que podría generar si utilizara su capacidad total durante todo el tiempo medido. Los parques eólicos tienen un factor de carga relativamente bajo en comparación a la tecnología térmica por la menor disponibilidad del recurso viento.

escalado para aplicarse a ejemplos reales⁹. En este caso particular, se estima que el parque eólico tendrá un factor de carga del 40%, coincidente con los datos de operación de las centrales eólicas en funcionamiento (CMMESA, 2014a).

A partir de estos supuestos, la generación anual estimada se puede calcular de la siguiente manera

$$1 \text{ MW} * 40\% * 365 \text{ días} * 24 \text{ horas/día} = 3.504 \text{ MWh anuales.}$$

La certificación de dicha estimación le permitiría al nuevo generador la emisión de 3.504 bonos para financiar su proyecto. Para estimar el monto de dinero que es posible recaudar con esa cantidad de bonos, se debe simular el comportamiento de los inversores financieros, y establecer los supuestos que los mismos utilizan para calcular y descontar el flujo de ingresos futuro del bono que están comprando. Para ello, se establece en este escenario base que los inversores del bono esperan que el CMEE permanezca fijo durante toda la duración del bono, que también esperan que el CMEE futuro sea el promedio del último año y que la TIR que exijan sea del 10%.

El precio de cada bono será entonces igual al Valor Actual Neto (VAN) de la corriente de pagos del mismo sujeto a los supuestos establecidos, y cada parque recaudará el equivalente a este precio multiplicado por la cantidad de bonos emitidos. El resto del dinero necesario para la construcción del proyecto debe ser aportado por el desarrollador del proyecto.

Una vez en funcionamiento, la central eólica recibe dos tipos de pago de parte del MEM: por un lado, el CMEE por cada MWh efectivamente generado, con el cual repagará el bono variable; por el otro un pago anual que corresponde a la amortización del capital propio, para lo que se tomará una TIR del 8%¹⁰ que será fijada por la autoridad regulatoria.

⁹ El tamaño promedio de los parques eólicos instalados en Argentina es de 27 MW, mientras que los proyectados llegan a ser de hasta 1.000 MW cada uno.

¹⁰ Este valor puede modificarse, pero debería ser más bajo que la TIR de los bonos emitidos, ya que su riesgo es mucho menor, debido a que los ingresos son fijos.

En la proyección, se supone que la generación anual es igual a la estimada, por lo que el pago que el MEM realiza por MWh se ajusta a la cantidad de bonos emitidos por el desarrollador. Sin embargo, en caso de que la generación sea menor a la estimada, el desarrollador deberá cubrir el pago a los bonos con el pago anual que le hace el MEM a su capital propio; mientras que si fuera mayor, sería una ganancia extraordinaria para el desarrollador.

De lo anterior, se deduce que esta forma de financiamiento requiere la intervención de un organismo estatal en la recaudación de fondos, ya que el inversor podría tener incentivos a sub-recaudar o fraguar la estimación de la generación para emitir menos bonos, y así obtener mayores ingresos por el repago al capital propio.

Este motivo, sumado a la necesidad de garantizar los préstamos y certificar la generación anual estimada, hace conveniente que el emisor de los bonos sea un organismo estatal o mixto, que recaude y traspase los fondos al desarrollador; y que además se cree regulación específica para evitar comportamientos fraudulentos de los diferentes actores que intervienen en el proceso.

Por no ser parte del enfoque del trabajo, y a efectos de realizar una exposición simple y clara, se omite la influencia impositiva en los flujos de fondos. Se muestran a continuación los flujos de fondos teóricos tanto del inversor financiero, como del desarrollador del proyecto:

Tabla 3. Flujo de Fondos Teórico del Inversor Financiero

TIR Bono	10%	
Cantidad de Bonos	3504	
Precio Bono	\$ 318	
Monto Recaudado	\$ 1,113,776	
Año	Flujo de Fondos	CMEE Futuro (U\$S/MWh)
0	\$ -1,113,776	-
1	\$ 181,262	51.73
2	\$ 181,262	51.73
3	\$ 181,262	51.73
4	\$ 181,262	51.73
5	\$ 181,262	51.73
6	\$ 181,262	51.73
7	\$ 181,262	51.73
8	\$ 181,262	51.73
9	\$ 181,262	51.73
10	\$ 181,262	51.73

Elaboración propia.

Tabla 4. Flujo de Fondos Teórico del Proyecto

Concepto / Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bonos Variables Certificados		3504	3504	3504	3504	3504	3504	3504	3504	3504	3504	-	-	-	-	-
Ingresos por CMEE		\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	\$ 181,262	-	-	-	-	-
Devolución bono variable	\$ 1,113,776	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	\$ -181,262	-	-	-	-	-
Flujo de Fondos Capital Propio	\$ -886,224	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537
Flujo de Fondos del Proyecto	\$ -2,000,000	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 284,799	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537	\$ 103,537
TIR Capital Propio	8%															
TIR Proyecto	9%															
TIR Inversor Financiero/ Tasa de Interés	10%															
Inversión Total 1 MW	\$ 2,000,000															
Factor de Carga	40%															

Elaboración propia.

Como se observa, mediante la emisión del bono planteado, los riesgos anteriormente descriptos son efectivamente traspasados en mayor medida a los inversores financieros.

Por un lado, el tenedor del bono toma gran parte del riesgo de solvencia, liberando así a los que podrían ser los prestamistas originales, teniendo como consecuencia:

- a) Si el prestamista original fuera el proveedor del equipamiento eólico, la recaudación del desarrollador permitiría que este pague el equipamiento conforme lo instale, lo que haría que los parques eólicos sean efectivamente construidos, situación que hoy resulta esquiva.
- b) Si los prestamistas originales fueran fondos de inversión, estos seguramente tomarían posiciones sobre los 'Bonos Megavatio', por la mayor liquidez del mercado financiero, disminuyendo o eliminando la proporción de su inversión en préstamos directos o participación accionaria, bajando así su exposición al riesgo de solvencia.

Por otro lado, el MEM se libera del riesgo de fijar los precios, ya que la mayor parte del pago a la generación de los nuevos parques eólicos se encuentra vinculada al CMEE futuro. Sin embargo, en el esquema planteado una parte de las obligaciones del MEM para con los nuevos desarrollos continúa siendo fija con respecto al capital propio aportado por el desarrollador.

Cabe aclarar que esta parte fija puede disminuirse, emitiendo bonos de mayor valor; y de esa forma se logra una mayor variabilidad a los ingresos del inversor financiero. Pero mientras más apalancado sean los proyectos, y mayor variabilidad muestren los ingresos del inversor financiero, mayor será el riesgo asumido por el último, lo que incrementará la TIR requerida al bono, disminuyendo la recaudación de cada uno de ellos.

c) Ejercicio de Simulación

En primer lugar, se realiza la estimación del CMEE a partir de la cotización del WTI y la participación de los combustibles líquidos en la generación eléctrica. Luego se realizarán las iteraciones para determinar las variaciones en el valor del bono, conforme a la metodología.

Cada una de las 5.000 iteraciones sobre las variables aleatorias determinarán el CMEE, el que a su vez determinará el flujo de fondos futuro del bono, modificando el VAN del mismo, y por lo tanto, su precio futuro. La diferencia entre el resultado de cada iteración y el precio del bono en el escenario base indica la probabilidad

de incremento o disminución del precio del bono, y en consecuencia de la inversión financiera.

Estimación del CMEE

En primer lugar, es necesario modelar el comportamiento del CMEE, basado en variables aleatorias sobre las cuales se aplicarán modelos de predicción. En este caso, se estima como modelo de comportamiento la siguiente ecuación:

$$CMEE = a + b * WTI + c * FOGO100$$

Donde *CMEE* es el Costo Medio mensual de la Energía Eléctrica por Megavatio-hora, utilizando para obtener esta variable los datos disponibles en el sitio web CAMMESA¹¹; *WTI* es promedio mensual de la cotización del barril de petróleo del tipo West Texas Intermediate, cuyos datos se obtienen de la *U.S. Energy Information Administration*¹²; mientras que *FOGO100* es la participación porcentual, expresada en números enteros, de los combustibles líquidos Gasoil y Fuel Oil en la generación eléctrica mensual, calculada como el producto del consumo de estos dos combustibles sobre el consumo total de combustibles para generación eléctrica y la participación de la generación térmica sobre el total de la generación, información extraída también del sitio web de CAMMESA.

Las primeras dos variables se encuentran disponibles desde Enero de 2002 hasta Diciembre de 2014, mientras que para la última se dispone de información desde Enero de 1986 a Enero de 2015. Todos los valores monetarios son calculados en Dólares Estadounidenses reales, utilizando el promedio del tipo de cambio publicado por CAMMESA en su programación estacional, deflactados por el índice de precios *Producer Price Index (PPI)* elaborado por el *Bureau of Labor Statistics* de los Estados Unidos, tomando como mes base Diciembre de 2014.

La regresión se estimó con el Software STATA para el rango de fechas en común. Se aplicó logaritmo natural sobre la variable dependiente y *WTI*, obteniendo los

¹¹ www.cammesa.com

¹² www.eia.gov

resultados en términos porcentuales, mientras que la variable *FOGO100* ya expresa un porcentaje. La ecuación final, incluyendo el ajuste por inflación del *WTI* resulta de la siguiente manera:

$$\ln(CMEE_{real}) = a' + b' * \ln(WTI_{real}) + c * FOGO100$$

La estimación de la regresión realizada con el software arroja el siguiente resultado:

Tabla 5. Resultados de la regresión

Source	SS	df	MS			
Model	41.4750019	2	20.7375009	Number of obs =	153	
Residual	10.894389	150	.07262926	F(2, 150) =	285.53	
				Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.7920	
				Adj R-squared =	0.7892	
Total	52.3693908	152	.344535466	Root MSE =	.2695	

$\ln_{CMEE_{real}}$	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
$\ln_{WTI_{real}}$.9721899	.0787817	12.34	0.000	.8165247	1.127855
FOGO100	.0287289	.0025003	11.49	0.000	.0237885	.0336693
_cons	-.7232298	.3286937	-2.20	0.029	-1.372697	-.0737622

Elaboración propia utilizando el software STATA.

Como puede observarse, todas las variables son individualmente significativas, inclusive la constante, y también son significativas en forma conjunta. El poder explicativo (R^2) es de casi el 80%, lo cual indica la fuerte relación entre los datos, y la capacidad de predicción que esta ecuación posee.

Los resultados obtenidos estiman que cada punto porcentual que aumenta el precio del WTI incrementa un 0,97% el precio del CMEE, mientras que un punto porcentual de incremento en la participación de combustibles líquidos en la generación impacta en una suba del 2,8% del mismo.

Resultados de la simulación

Una vez obtenida la ecuación de comportamiento del CMEE, se procede a simular los valores de las variables aleatorias. Para ello, se toman en cuenta la ecuación del comportamiento del CMEE obtenida en el punto anterior, donde:

$$\ln(CMEE_{real}) = -0.7232298 + 0.9721899 * \ln(WTI_{real}) + 0.0287289 * FOGO100$$

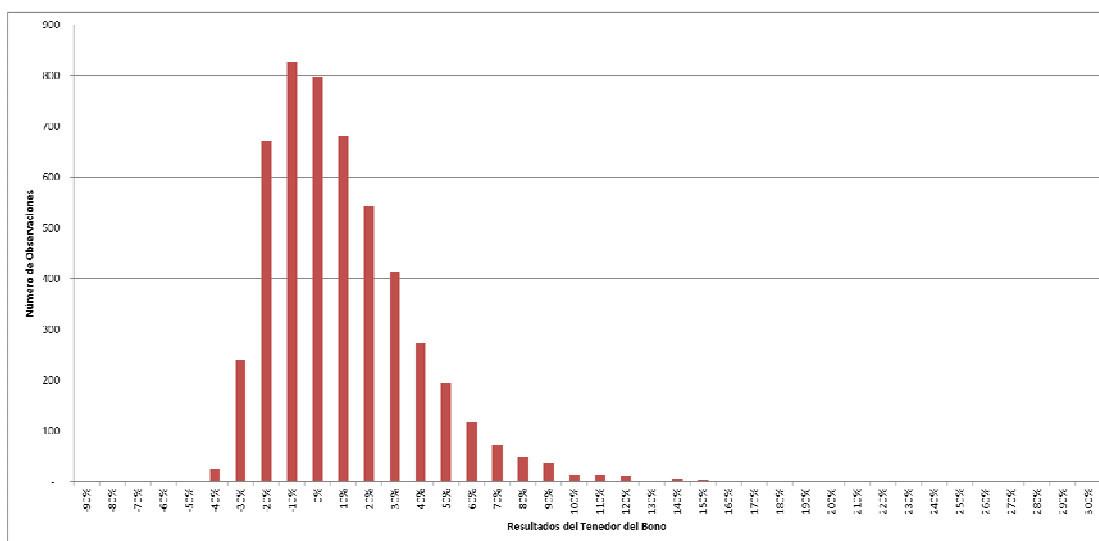
A la hora de realizar las iteraciones es necesario tener en cuenta algunos supuestos:

* La variable WTI se supone que tiene una distribución log-normal. Además, ya que la serie representa un precio, este no puede ser negativo, ni muy cercano a cero (ya que su extracción tiene costo), por lo que se supone que esta variable tiene un valor mínimo igual al precio mínimo de la serie. El promedio y desvío utilizados corresponden a los valores promedio mensuales del año 2014, en concordancia con los valores de CMEE del escenario base.

* Se supone que la variable FOGO100 tiene una distribución normal. Sin embargo, al representar un porcentaje de participación, el mismo no puede ser negativo, pero si cero, por lo que este representa su valor mínimo. Además, este valor nunca superó la barrera del 36%, por lo que se supondrá este valor como máximo. El promedio y desvío utilizados corresponden a los valores promedio mensuales del año 2014, para concordar con el resto de las variables.

A continuación se muestra el histograma y una tabla con información estadística de las observaciones simuladas.

Gráfico 7. Histograma de los resultados de la simulación



Elaboración propia.

Tabla 6. Resumen de los resultados

Concepto	Ganancia / Pérdida sobre Inversión Inicial
Máximo	249%
Mínimo	-50%
Promedio	5%
Mediana	-1%
Percentil 10	-30%
Percentil 25	-19%
Percentil 50	-1%
Percentil 75	23%
Percentil 90	49%

Elaboración Propia.

En el gráfico se observa una distribución de frecuencia de los datos similar a la normal, fruto de las distribuciones utilizadas en la simulación de las variables aleatorias. Se destacan los siguientes hechos sobre los resultados obtenidos:

* Conforme a los supuestos establecidos, hay un 51,2% de posibilidades de que el precio del bono disminuya, y recíprocamente existe un 48,8% de probabilidad de que aumente.

* Lo anterior indica que en más de la mitad de las situaciones probables el tenedor del bono perderá algo de valor, aunque en promedio ganaría un 5% sobre su inversión, ya que la disminución del precio del bono está relativamente acotada por los mínimos del WTI, mientras que tal limitación no existe para los incrementos.

* Las probabilidades de que el precio del bono baje hasta 10% y 20% del total de son relativamente altas (35,2% y 18,7% respectivamente), aunque a partir del 40% del total, la probabilidad disminuye abruptamente a un 0,5%.

* Por otro lado, las probabilidades de un incremento en el precio del bono mayor al 10% y al 20% son de 35,2% y 24,3% respectivamente, mientras que ganancias superiores al 100% del valor original tiene una probabilidad de apenas el 0,8%.

Por último, cabe aclarar que los resultados de esta simulación dependen fuertemente de la multiplicidad de supuestos expuesta, cuya modificación los alteraría de manera considerable.

Análisis de sensibilidad

Ya que los resultados obtenidos son fruto de una comparación, es siempre necesario tener un escenario base, el cual fue ampliamente descrito. Sin embargo, las iteraciones realizadas para determinar la situación final, y su posterior comparación con el escenario base, se realizan sobre un conjunto de supuestos sobre los valores futuros que pueden modificarse, sin invalidar el procedimiento realizado.

En la simulación anterior, las iteraciones fueron realizadas teniendo en cuenta los valores históricos promedio, suponiendo que el promedio se mantenía durante los 10 años de existencia del bono y que el mercado financiero exigía al bono una TIR del 10%. En las siguientes tablas se muestra la sensibilidad de las probabilidades calculadas a cambios sobre los valores futuros del WTI y de la TIR exigida por el mercado para la compra futura del bono.

Tabla 7. Análisis de Sensibilidad incrementos WTI

Incremento anual WTI	Prob. de disminución del precio
0%	51.20%
1%	50.20%
2%	49.10%
5%	45.90%
7%	43.90%
10%	40.60%

Elaboración Propia.

Tabla 8. Análisis de Sensibilidad TIR Futura

TIR exigida futura	Prob. de disminución del precio
2%	4.20%
5%	14.90%
8%	31.00%
9%	36.70%
10%	51.20%
11%	47.90%
12%	52.90%
15%	67.70%
20%	85.30%

Elaboración Propia.

Los datos vertidos muestran la fuerte variabilidad de los resultados ante cambios en la simulación de las variables aleatorias que determinan el escenario futuro. Sin embargo, sobre los dos análisis de sensibilidad llevados a cabo, es el realizado sobre la TIR futura el que muestra una mayor influencia sobre los resultados finales. Muestra de ello es el hecho de que una baja en la TIR futura del 1%, disminuye la probabilidad de pérdidas en casi 15% (de 51,20% a 36,70%).

4) Conclusiones

La revisión de antecedentes a nivel internacional permite observar un gran crecimiento de la energía eólica en el mundo, al compás del crecimiento económico, el aumento en el precio de los combustibles fósiles y una mayor conciencia sobre el medio ambiente. Sin embargo, a nivel local y en un contexto ampliamente favorable, esta tecnología no pudo desarrollarse debido a la falta de financiación en divisas.

Esto motivó el principal objetivo del trabajo, que consiste en el desarrollo y análisis de una nueva modalidad de financiamiento, que involucre al mercado financiero local.

Como resultado de los análisis realizados se obtiene que con un bono, cuyo valor se encuentre atado a la evolución del precio de la energía, permitiría el traspaso al mercado financiero local de ciertos riesgos que traban el financiamiento actual, poniendo a disposición del último una alternativa de inversión atractiva tanto para agentes especulativos como institucionales.

Por último, si bien el concepto fue planteado en forma detallada, queda pendiente: por un lado el análisis del marco legal vigente, que establezca los derechos y responsabilidades de las partes intervinientes, la normativa existente y aquella que deba ser creada; y por el otro un estudio pormenorizado y un sondeo del mercado financiero para confirmar la viabilidad de esta herramienta como alternativa de inversión.

Bibliografía

- ❖ Argentina. *Resolución Secretaría de Energía N° 712/2009*. Boletín Oficial, 6 de Octubre de 2009, n° 31.759, p.35.
- ❖ Argentina. *Resolución Secretaría de Energía N° 108/2011*. Boletín Oficial, 13 de Abril de 2011, n° 32.129, p.13.
- ❖ Argentina. *Ley 26.190*. Boletín Oficial, 2 de Enero de 2010, n° 31.064, p.1.
- ❖ Argentina. *Resolución Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas N° 1/2013*. Boletín Oficial, 14 de Febrero de 2013, n° 32.581, p.9.
- ❖ Apergis, N. y Payne, J. (2010). *Energy consumption and growth in South America: Evidence from a panel error correction model*. Energy Economics 32, 1421-1426.
- ❖ Calabresi, L. y Margulis, D. (2014). *Análisis de los problemas económico – financieros de los proyectos eólicos en argentina - una alternativa al obstáculo del financiamiento*. Presentado en la “XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES)”. ISBN 978-987-29873-0-5.
- ❖ CAMMESA (2014a). *Informes Mensuales del MEM*.
<http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>.
- ❖ CAMMESA (2014b). *Costos Marginales*.
<http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>.
- ❖ CAMMESA (2014c). *Documentos de Transacciones Económicas del MEM*.
<http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>.
- ❖ Clúster Eólico Argentino (2012). *La generación de energía eólica como plataforma de desarrollo industrial*. <http://www.clustereolico.com.ar/>

- ❖ Electrosector (2013). *IMPESA invierte u\$s 81 M en la construcción de parque eólico*. <http://www.electrosector.com/impesa-invierte-us-81-m-en-la-construccion-de-parque-eolico/>.
- ❖ ENARGAS (2015). *Datos Operativos*. <http://www.enargas.gov.ar>
- ❖ Energía Argentina S.A. (2009). *GENREN*. <http://www.enarsa.com.ar/index.php/es/energiasrenovables>.
- ❖ Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (2015). *Cuentas Nacionales*. <http://www.indec.gov.ar/>.
- ❖ Instituto Nacional de Tecnología Industrial (2012). *Energía Eólica*. <http://inti.gob.ar/e-renova/erEO/er20b.php>
- ❖ International Energy Agency (2013). *Statistics*. <http://www.iea.org/statistics/>
- ❖ Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (2013). *Observatorio de Energía Renovable para América Latina y el Caribe*. <http://www.unido.org>.
- ❖ Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2012). *Feed-in Tariffs as a Policy Instrument for Promoting Renewable Energies and Green Economies in Developing Countries*. <http://www.unep.org/publications/>.
- ❖ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2014). *Renewables Global Status Report*. <http://www.ren21.net/gsr>
- ❖ Salvatierra, J. (2011). *Mercado de Capitales Argentino: Efectos de los fondos estatizados del sistema previsional sobre el mercado bursátil y las acciones cotizantes*. <http://sedici.unlp.edu.ar>.
- ❖ Secretaría de Energía de la República Argentina (2015). *Producción de Petróleo y Gas natural*. <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3299>.
- ❖ Shell (2011). *Shell Energy Scenarios to 2050*. <http://www.shell.com>

- ❖ Sinagra, V. y Siryi, J. (2012). *Estudios de Integración de la Energía Eólica a la Red Eléctrica*. Trabajo presentado en la Reunión 'Estrategias para la Integración de la Energía Eólica en la Red Eléctrica', Buenos Aires.
<http://www.energia.gov.ar/-/contenidos/verpagina.php?idpagina=3659>.
- ❖ United States Energy Information Administration (2015). *Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products*. <http://w-ww.eia.gov/electricity/data.cfm>