



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Biblioteca "Alfredo L. Palacios"



Financiamiento de parques eólicos en Argentina

Romero, Mariano Luis

2011

Cita APA: Romero, M. (2011). Financiamiento de parques eólicos en Argentina. Buenos Aires : Universidad de Buenos Aires.
Facultad de Ciencias Económicas. Escuela de Estudios de Posgrado

Este documento forma parte de la colección de tesis de posgrado de la Biblioteca Central "Alfredo L. Palacios". Su utilización debe ser acompañada por la cita bibliográfica con reconocimiento de la fuente.
Fuente: Biblioteca Digital de la Facultad de Ciencias Económicas - Universidad de Buenos Aires

UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSGRADO



MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS

FINANCIAMIENTO DE PARQUES EÓLICOS EN ARGENTINA

Autor: Mariano Luis ROMERO

Tutor: Gustavo Norberto TAPIA

AÑO 2011

AGRADECIMIENTOS

Dedico este trabajo a mi familia por su incondicional apoyo.

Deseo agradecer al Dr. Gustavo Norberto Tapia su claridad de ideas y oportuna ayuda.

A todos aquellos que buscan el progreso.

DECLARACION

“Declaro que el material incluido en esta tesis es, a mi mejor saber y entender, original, producto de mi propio trabajo – salvo en la medida en la que se identifiquen explícitamente las contribuciones de otros – y que no he presentado este material en forma total o parcial, como una tesis, en esta u otra institución.”

TABLA DE CONTENIDOS

I.	RESUMEN DE CONTENIDOS	1
II.	GLOSARIO	3
III.	INTRODUCCIÓN	5
IV.	FUNDAMENTOS DEL TEMA DE LA TESIS.....	7
1.	Planteo del problema	7
2.	Justificación	8
V.	OBJETIVOS DE LA TESIS	10
VI.	METODOLOGÍA.....	11
VII.	MARCO TEÓRICO.....	12
1.	Situación y tendencias de la generación eólica.....	12
2.	Aspectos clave en el desarrollo de un proyecto eólico.....	14
3.	Mecanismos de promoción.....	15
4.	Instrumentos financieros	21
4.1.	Préstamos bancarios	22
4.2.	Agencias de Crédito a las Exportaciones (ECAs).....	25
4.3.	Mecanismo de Desarrollo Limpio y Mercados Voluntarios de Carbono	26
4.4.	Fideicomisos financieros	29
4.5.	Oferta pública de venta.....	30
4.6.	Joint ventures.....	31
4.7.	Derivados climáticos	31
4.8.	Venture capital ambiental.....	32
5.	Modelos financieros.....	33
5.1.	Indicadores empleados	33
5.2.	Costo de capital.....	36
5.3.	Opciones reales	38

5.4. Project finance	40
5.5. Corporate risk.....	41
VIII. ANÁLISIS DE SITUACIÓN	42
1. Evolución de la generación eólica en el país.....	42
2. Rasgos del mercado eólico del Brasil	44
3. Situación macroeconómica.....	46
4. Mercado eléctrico argentino.....	47
5. Análisis financiero de un parque eólico de 50MW	51
IX. CONCLUSIONES	64
X. CONSIDERACIONES FINALES Y RECOMENDACIONES	68
XI. BIBLIOGRAFÍA.....	70
XII. ANEXOS	74
Anexos al Capítulo III.....	74
Anexos al Capítulo VII.....	76
Anexos al Capítulo VIII.....	79
Anexos al Capítulo IX.....	85

I. RESUMEN DE CONTENIDOS

El presente trabajo de investigación pretende exponer de forma estructurada los elementos que contribuyen a la factibilidad financiera de los parques eólicos en el contexto actual.

Concebida la idea de investigación, planteado el problema y definidos los objetivos, se procedió inicialmente a revisar la literatura más reciente. En una segunda etapa se realizó un trabajo de investigación exploratoria sobre los proyectos más avanzados en el mercado que incluyó la consulta con actores de los sectores vinculados con el desarrollo de centrales eólicas.

La exposición de los temas se desarrolla en doce capítulos.

En el capítulo III se hace hincapié en el contexto energético de la Argentina, destacando el rol de la energía eólica como innovación tecnológica para resolver problemas de demanda de energía y contribuir al desarrollo del país.

El capítulo IV plantea los aspectos principales del financiamiento de parques eólicos y la relevancia del trabajo.

Los capítulos V y VI resumen los objetivos de la tesis y la metodología para cumplir con ellos. Entre los objetivos se destaca la comprensión del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en el país y del marco normativo que rige la generación de energía eólica, requisito para entender las dificultades de financiamiento a las que hace alusión el texto.

El marco teórico del capítulo VII pretende recoger la experiencia de los mercados más avanzados para hallar una solución al problema de la tesis.

El capítulo VIII abreva no solo en la realidad de la economía argentina, sino en el caso del sector eólico brasilero, modelo cuya comprensión es útil para diseñar planes de acción para el mercado local. Asimismo, el análisis financiero de un proyecto de parque eólico mediano con su correspondiente estudio de sensibilidad contrasta los números con los conceptos empíricos que se citan precedentemente.

El capítulo IX, las conclusiones, infiere cuestiones a partir del desarrollo previo, enfatizando los aspectos más sobresalientes del trabajo.

En el capítulo X, sobre la base de las conclusiones enunciadas, se formulan cursos de acción para resolver la falta de incentivos al desarrollo de parques eólicos.

La bibliografía del capítulo XI detalla las fuentes de información escrita empleadas en el presente trabajo de tesis, consistente en obras, publicaciones y páginas de internet.

Finalmente, el capítulo XII contiene toda la información de referencia que sustenta la investigación y que por sus características se desestimó para integrar el cuerpo principal de la tesis.

II. GLOSARIO

Aerogenerador: Equipo empleado para producir energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento. También denominado turbina

BoP (*Balance of Plant*): Conjunto de obras de infraestructura civil y eléctrica que preceden la llegada del aerogenerador al parque eólico

CAMMESA: Órgano administrador del Sistema Argentino de Interconexión

CAPEX: Inversiones de capital que generan beneficios

CAPM (*Capital Asset Pricing Model*): Modelo de fijación de precios de activos de capital

CER: Certificado de reducción de emisiones, según el Protocolo de Kioto (1997)

DSCR (*Debt-Service Coverage Ratio*): Ratio de cobertura de deuda

ECA (*Export Credit Agency*): Agencia de crédito a la exportación

ENARSA: Empresa estatal proveedora de servicios para el mercado eléctrico

ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*): Contrato de ingeniería, adquisición y construcción equivalente a un acuerdo “llave en mano”

ERPA (*Emissions Reduction Purchase Agreement*): Acuerdo de adquisición de CERs

Factor de capacidad: Indicador del porcentaje de tiempo en que una central eléctrica produce electricidad a plena potencia

Granja eólica: *ver parque eólico*

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio, según el Protocolo de Kioto (1997)

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

OPEX: Costos operativos

Parque eólico: Instalación para producir energía que consta de un conjunto de aerogeneradores. También llamado central eólica o granja eólica. El presente

trabajo enfoca el financiamiento de parques eólicos en tierra firme que inyectan energía a la red eléctrica

PBI (Producto Bruto Interno): Medida que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios finales de un país durante un año

Potencia: Energía que se consume en una cantidad de tiempo. Se expresa en watts [W] o sus múltiplos:

kilowatt [kW] = 10^3 W

megawatt [MW] = 10^6 W

gigawatt [GW] = 10^9 W

terawatt [TW] = 10^{12} W

PPA (*Power Purchase Agreement*): Acuerdo de compraventa de energía eléctrica

Probabilidad de excedencia: Probabilidad de superar un valor numérico determinado

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SPV (*Special Purpose Vehicle*): Sociedad con Propósitos Específicos

TIR: Tasa Interna de Retorno

Transener: Operador del sistema de transporte de electricidad en alta tensión de Argentina

Turbina: *ver aerogenerador*

UNFCCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático

VAN: Valor Actual Neto

WACC (*Weighted Average Cost of Capital*): Costo de capital medio ponderado

III. INTRODUCCIÓN

El proceso que se ha denominado globalización, consistente en la convergencia de las economías internacionales, ha tenido como consecuencia el incremento de la demanda de todo tipo de productos y servicios, entre los cuales se halla el suministro de energía. El aumento de generación de energía para satisfacer estas mayores necesidades no está exento de impactos que afectan nuestra calidad de vida. A partir de las innovaciones tecnológicas en la generación y transmisión de energía de fuentes renovables y una mayor conciencia de las limitaciones del paradigma energético actual basado en combustibles fósiles, desde hace años, cada vez más gobiernos y organizaciones trabajan en pos del desarrollo de energías alternativas para cumplir con el objetivo doble de suplir esta mayor demanda sin comprometer el crecimiento económico y limitar las emisiones contaminantes.

En su monografía sobre globalización y competencia, Jaime Ramírez Fáunderz aborda la dinámica del desarrollo tecnológico destacándolo como promotor de un nuevo paradigma del quehacer eficiente¹.

Expuesta a los desafíos de la globalización, la Argentina constituye un caso paradójico. Los hidrocarburos –principalmente el gas y los derivados del petróleo- representan cerca del 90% de la energía primaria consumida, al tiempo que la producción de crudo ha caído más del 25% respecto a la de 1998² y se estima que el país agotará hacia 2018 sus reservas de gas si no se hacen con urgencia inversiones millonarias en nuevas exploraciones (ver Anexos III.1 y III.2).

Por otro lado, el sector eléctrico, que integra el sector energético junto con el de combustibles acusa una carencia de inversiones genuinas tanto en generación como en infraestructura de distribución.

Las situaciones de temperaturas límite en épocas de invierno y verano tornan crítico el funcionamiento del sistema eléctrico nacional. La evolución de la demanda energética asociada al crecimiento del PBI sugiere que las medidas

¹ Jaime Ramírez Fáunderz: “La globalización, la competencia y el surgimiento de un nuevo paradigma de eficiencia”. Profesor investigador del Departamento de Administración de la UAM-Azcapotzalco México

² Lapeña, Jorge y otros: “Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino”; 11 de marzo de 2009

actuales, que consisten en subvenciones para cubrir los costos de operación del sistema eléctrico y la importación de combustibles para las empresas generadoras a precios superiores a los ofrecidos en el mercado doméstico representan meros paliativos y no reemplazan el manejo del sistema energético con una visión estratégica y de largo plazo³.

El resultado de las políticas energéticas de los últimos años es una Argentina que se aleja del autoabastecimiento energético e impone restricciones a la expansión de su economía.

Gracias a su sofisticación tecnológica y sus decrecientes costos de instalación y operación⁴, la energía eólica ha crecido sostenidamente a nivel mundial a tasas superiores al 25% en los últimos años (ver Anexo III.3). En países como Estados Unidos, China y Alemania, inversionistas particulares y empresas proveedoras de servicios invierten fuertes sumas en proyectos de generación eléctrica a partir del viento con retornos a lo largo de varios años⁵. A nivel mundial, la eólica, con 194 GW instalados, ha generado medio millón de puestos de trabajo, representando aproximadamente el 2% del suministro energético. Por año se destinan 11.000 millones de euros a la construcción de nuevas centrales eólicas. En la actualidad, América Latina constituye uno de los mercados con buenas perspectivas de crecimiento en el mediano y largo plazo (ver Anexo III.4).

A pesar de contar con excelentes recursos eólicos y una apremiante necesidad de ampliar su capacidad instalada, la Argentina avanza lentamente en la incorporación de nuevos parques eólicos. El estudio del déficit eólico argentino demuestra que los inconvenientes técnicos han sido de menor importancia frente a las limitaciones de orden regulatorio y económico. Lo cierto es que en la actualidad, menos del 1% de la energía consumida en el país es de fuente eólica. Estimaciones de la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER) indican que en 2020, con 8.000 MW instalados, la potencia eólica podría satisfacer el 16% de las necesidades eléctricas de la Argentina.

³ En 2010, el país destinó Ar\$26.000 millones en subsidios a la energía, un 63% más que en 2009. Fuente: Asociación Argentina de Presupuesto y Administración Financiera Pública (ASAP).

⁴ Según la Asociación de la Industria Eólica Danesa, el costo de producción por kWh ha caído en más de un 80% en los últimos 20 años.

⁵ Es usual que las granjas eólicas operen entre 10 y 20 años. La vida útil del proyecto depende principalmente del desgaste que sufren los aerogeneradores.

IV. FUNDAMENTOS DEL TEMA DE LA TESIS

1. Planteo del problema

La realización de un parque eólico involucra riesgos de distinto tipo asociados al recurso, la remuneración por venta de energía, la construcción del parque, el desempeño del mismo y el financiamiento del proyecto.

Estos riesgos hacen en parte a la técnica y al día de la fecha están razonablemente acotados en las actuales condiciones de infraestructura y capacidad técnica del país. Otro componente de los riesgos, relacionado con el objeto de la tesis, está íntimamente ligado al marco regulatorio de la actividad de generación eléctrica y a las condiciones de financiamiento. Tanto el marco regulatorio como las condiciones de financiamiento son particulares de cada país y explican, como se verá más adelante, el costo de la energía eólica.

Una modalidad de financiamiento ampliamente difundida en el campo de generación de energía es el denominado *project finance* o financiación de proyecto, que consiste en convertir un proyecto de generación eléctrica en una empresa, siendo su flujo de caja proyectado la garantía para convocar los capitales de inversores externos. El valor de un proyecto es, pues, el valor presente neto del flujo de caja descontado al costo de capital.

Puesto que la vida útil de los proyectos eólicos puede llegar a 20 años, las incertidumbres en las variables iniciales del proyecto (costos, ingresos, cronograma de puesta en funcionamiento del parque, etc.) conllevan altas probabilidades de sesgo en la proyección de flujos de caja. La incertidumbre asociada se limita sometiendo a los proyectos a procesos de auditoría conocidos como *due diligence*. Esta etapa califica los emprendimientos como aptos ante organismos de financiamiento, lo que constituye un aval para la búsqueda de capitales externos.

La generación por fuentes renovables, a diferencia de la generación térmica por carbón, gas o combustibles líquidos, supone altos costos de inversión inicial en infraestructura y bajos costos de operación y mantenimiento (alto CAPEX y bajo OPEX). En consecuencia, el cierre financiero de un proyecto eólico, que tiene lugar antes de la construcción del mismo, posee gravitación preponderante a lo largo de toda la vida útil de la explotación.

Al apelar a los mercados de capitales para efectuar el cierre financiero del proyecto se debe ponderar el riesgo inherente al país, que se sumará al riesgo propio del proyecto. Este último puede ser mitigado por el desarrollador

mediante un proyecto adecuadamente planificado, pero el primero escapa a su poder.

En consecuencia, a la vista de los antecedentes, el financiamiento parece ser el eslabón débil en la cadena para la concreción de nuevos proyectos de parques eólicos en el país. Cabe preguntarse pues, ¿cómo se puede alentar la inversión en generación eólica hoy en la Argentina?

2. Justificación

El estado actual de la técnica ha tornado más manejables las externalidades de un recurso intermitente como es el viento, a la vez que la permanente innovación en los aerogeneradores a lo largo de años ha contribuido a hacer de la eólica una fuente más confiable y rentable en un contexto de recursos fósiles con precios en aumento y disponibilidad futura incierta.

Asumiendo la cuestión técnica como un inconveniente menor para la instalación de una mayor potencia eólica en las actuales condiciones de mercado eléctrico, conviene destacar las condiciones necesarias para la promoción de energías renovables. Estas serían, al decir de los especialistas: marcos regulatorios que sustenten su desarrollo, políticas ambientales y mercados de capitales.

Los primeros sintetizan la necesidad de un marco jurídico-económico estable que garantice una remuneración justa a lo largo de la vida útil de un proyecto. Las políticas ambientales juegan un rol al ponderar la sustentabilidad de la fuente eólica frente a otras fuentes, a la vez que exigen a los emprendimientos eólicos el cumplimiento de normativas sobre afectación del medio en que se hallan. Por último, los mercados de capitales son fundamentales para conformar las inversiones de los proyectos de parques eólicos, que son con frecuencia superiores al patrimonio de los desarrolladores.

El pasado llamado a licitación de ENARSA⁶ para adjudicar 1.015 MW de potencia nueva proveniente de fuentes renovables -de los cuales 500 MW corresponderían al sector eólico- ha puesto de manifiesto el interés de numerosos desarrolladores locales por la eólica.

⁶ Energía Argentina S. A. (ENARSA) fue creada en 2004 por el Poder Ejecutivo Nacional como empresa proveedora de servicios múltiples en el sector energético. En 2009 lanzó su Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 001/2009

Sin embargo, tras la adjudicación de la potencia subastada y la presentación de una nueva licitación bien acogida por los interesados, todavía persiste la incertidumbre sobre el financiamiento de la mayoría de estos proyectos. Las entidades bancarias locales son reacias a brindar créditos a tasas competitivas para inversiones de capital, mientras que la baja calificación crediticia de la Argentina condiciona los préstamos de instituciones financieras internacionales.

Por lo indicado precedentemente, esta tesis es pertinente y justificada pues enmarca la situación actual del financiamiento de proyectos de generación eólica en la Argentina y analiza la viabilidad de diferentes instrumentos de financiamiento teniendo en cuenta las particularidades de estos proyectos y del marco regulatorio que rige la actividad de generación eléctrica en el país. El análisis se basa en los contenidos aprendidos en esta Maestría en Administración, destacando particularmente los correspondientes a la especialización en finanzas.

V. OBJETIVOS DE LA TESIS

El objetivo general de la tesis es explorar las alternativas de financiamiento existentes en el mercado para construir parques eólicos en la Argentina.

Los objetivos específicos son:

1. Entender las etapas del desarrollo de parques eólicos, conocer sus riesgos y su valor agregado.
2. Detectar los impedimentos que han limitado el desarrollo de la energía eólica en la Argentina.
3. Comprender el funcionamiento del Mercado Eléctrico Argentino, identificando los puntos más importantes del marco regulatorio vigente.
4. Reconocer los resultados de las herramientas de promoción de la energía eólica mediante el análisis comparativo de los mercados estudiados.
5. Aplicar los conocimientos adquiridos en la maestría para identificar los factores que determinan el éxito de un emprendimiento energético eólico.
6. Complementar la información primaria con las opiniones de referentes en la materia.
7. Realizar recomendaciones sobre los modelos financieros y los instrumentos de financiamiento que pueden resultar más exitosos para la concreción de proyectos eólicos.

VI. METODOLOGÍA

El presente trabajo se funda en disciplinas como la administración de carteras de inversión y las finanzas corporativas. El estudio del tema se llevó a cabo mediante la indagación en el marco regulatorio del mercado eléctrico argentino y la participación en comisiones convocadas por actores interesados en el financiamiento de parques eólicos. La propia experiencia, beneficiada por conversaciones con referentes en la materia, ha sido tomada en cuenta en todas las instancias de la investigación.

La metodología que se ha aplicado en la tesis consiste en una investigación exploratoria en una etapa inicial, seguida de una investigación explicativa. Como correlato del estudio cualitativo, se analiza financieramente un modelo de parque eólico sobre el que se efectúa un estudio de sensibilidad. El objetivo de dicho estudio es contrastar las condiciones de borde del problema (marco regulatorio, financiamiento) con un estudio de factibilidad económica basado en premisas verificables. Además, se exponen fundamentos teóricos sobre la idoneidad de las “opciones reales” para evaluar la rentabilidad de los parques eólicos.

Los datos primarios se obtuvieron de publicaciones recientes sobre financiamiento de proyectos ecosustentables, ponencias de especialistas en la materia reconocidos en el mercado y de fuentes especializadas de internet. Las fuentes bibliográficas fueron de especial importancia para determinar el marco de la investigación. Para abordar el marco regulatorio, que constituye uno de los aspectos clave de esta investigación, se recurrió a la información de público acceso difundida por los organismos del mercado energético: CAMMESA, Secretaría de Energía, Transener, entre otros.

La información adquirida se amplió mediante entrevistas con representantes del sector financiero, desarrolladores de parques eólicos, fabricantes de aerogeneradores, así como integrantes de organizaciones promotoras de la energía eólica. Se recurrió asimismo a publicaciones fiables de la materia, así como a presentaciones hechas por referentes en congresos relacionados con este campo. La experiencia personal adquirida en la gestión de proyectos eólicos fue tenida en cuenta.

La síntesis surge de la confrontación entre las condiciones de mercado imperantes, las expectativas de los actores del sector energético y la mayor difusión de herramientas financieras para la promoción de proyectos de generación eléctrica.

VII. MARCO TEÓRICO

1. Situación y tendencias de la generación eólica

Al día de hoy, la potencia eólica global instalada ronda los 200GW. En promedio, la energía generada supera los 350TWh, lo que representa algo menos del 2% de la producción mundial, con la posibilidad de representar el 8,4% -1.000 GW- hacia 2019. Se espera que el valor de mercado de la energía eólica crezca de US\$ 75 mil millones en 2010 a US\$ 124 mil millones en 2014.

Hoy por hoy, los mercados líderes en generación eólica en tierra firme son China, Estados Unidos y Alemania (ver Anexo VII.1). El común denominador de ellos es el apoyo gubernamental a la instalación de nueva potencia, el acceso a fuentes de capital para obras energéticas, la presencia de fabricantes de aerogeneradores y una infraestructura eléctrica apta para la incorporación de las nuevas instalaciones. Cabe destacar que la calidad del recurso eólico es muy desigual en estos mercados, lo que a nuestro entender relativiza su peso como condicionante del desarrollo eólico.

La oferta de potencia eólica se encuentra hasta ahora altamente concentrada. Los diez mercados más importantes cubrieron el 89% de la demanda global de parques en 2009⁷.

El mercado de los aerogeneradores se caracteriza igualmente por una alta concentración: los diez primeros fabricantes poseen el 80% del mercado. La irrupción de los grandes fabricantes chinos en los últimos cinco años ha sido determinante en un sector que tradicionalmente ha estado en manos de fabricantes europeos.

En el caso de los operadores de parques eólicos, los diez más importantes poseen un cuarto del mercado global. Los últimos años se han caracterizado por una mayor presencia de grandes inversores, que incluyen a generadores de otras fuentes de energía, generadores independientes y compañías petroleras. Esto hallaría su explicación en que el mercado global se basa menos en subsidios a la vez que las regulaciones estatales y regionales imponen cada vez mayores cuotas de renovables a los generadores. Ejemplo de esta tendencia es la directiva que pretende que la Unión Europea produzca 20% de su energía a través de fuentes renovables en 2020. En Estados Unidos y China se han adoptado regulaciones con objetivos similares.

⁷ World Market Update 2009, BTM Consult ApS

El futuro de la energía eólica luce prometedor debido a sus costos decrecientes, los que la llevarían a competir en igualdad o inferioridad de costos (*grid parity*) frente a fuentes convencionales en los próximos años⁸ (ver Anexo VII.2). Asimismo, son de destacar las innovaciones tecnológicas como las redes inteligentes, que permitirían un mayor aprovechamiento de la fuente y el uso de superconductores de alta temperatura que mejorarían el rendimiento de los equipos.

El rol de las fuentes de generación merece un comentario. Las plantas de energía ocupan un nicho en la matriz energética de un determinado país. Es así que la energía nuclear actúa normalmente como “carga base”, funcionando día y noche la mayor parte del año, pues la regulación de su potencia de salida es complicada y lenta. En el caso de presas hidroeléctricas, cuya regulación es sencilla, el uso como carga base es también factible. Las turbinas de gas pueden activarse y estar funcionando en lapsos cortos, lo que las hace aptas para cubrir “picos de potencia”. El caso de los parques eólicos es diferente. La energía eólica no puede constituir carga de base, ya que la producción varía con el viento. Tampoco puede ser usada para regular la potencia porque la generación eólica no acompaña la variación de la demanda (carga). Del mismo modo, no puede cubrir picos de potencia. Desde el punto de vista eléctrico, la eólica trabaja distinto a las plantas generadoras convencionales. Su funcionamiento se describe como plantas generadoras descentralizadas. Al disminuir la producción de los aerogeneradores debido a cambios en la velocidad de los vientos, el operador de redes puede intervenir incrementando la producción de otras plantas generadoras. Siempre hay una cierta capacidad de respaldo en un sistema de potencia, dado que todas las plantas generadoras poseen disponibilidad limitada y las paradas no planeadas pueden tener lugar⁹.

A nivel latinoamericano, se espera la instalación de 40GW de potencia eólica para 2025. Al presente, los mayores desarrollos se registran en Brasil, México y Chile. Son características del subcontinente la limitada interconexión de los países, así como la divergencia de matrices energéticas, desarrollo económico, soporte político a las energías renovables y recurso eólico.

⁸ Expertos estiman que entre 2014 y 2018 se alcanzarían estos costos competitivos en el mercado de los EEUU

⁹ Wizelius, Tore: Conexión a la red de aerogeneradores, Universidad de Gotland, 2007

2. Aspectos clave en el desarrollo de un proyecto eólico

Se puede decir que un proyecto de parque eólico debe satisfacer cuatro puntos esenciales: factibilidad técnica, contrato de compra de energía por un período largo, cumplimiento de la normativa del sistema de generación y factibilidad económica.

Un proyecto técnicamente sólido incrementa sus posibilidades de acceso a financiamiento en condiciones ventajosas. Un desarrollo serio comporta la adquisición de terreno apto para instalar los aerogeneradores, una campaña de medición de vientos en la zona no inferior a un año y la proyección mediante algoritmos de las mediciones sobre un período de varios años. Dichos valores están normalizados y se expresan como probabilidades de excedencia de una cantidad de energía producida a lo largo de un año¹⁰. Con esta información, debidamente avalada por un instituto independiente, y un contrato de compra de energía (PPA: *Power Purchase Agreement*) por la duración prevista para la operación del parque eólico se puede acudir a una institución financiera en busca de crédito para materializar el proyecto.

La normativa eléctrica que aplica a estas instalaciones corresponde a los Procedimientos Técnicos N° 1 de CAMMESA. En ella se describen los requerimientos para que el parque eólico no afecte la calidad del suministro eléctrico.

Los costos de inversión de un parque eólico en tierra firme¹¹ poseen un componente principal que es el aerogenerador, representando 65-80% del costo total, repartiéndose los costos restantes en obra civil, obras eléctricas, adquisición de los terrenos, logística y gastos administrativos. Los costos de obra eléctrica pueden incrementarse notablemente si no se dispone de un acceso a la red de transporte de electricidad, quedando a cargo del propietario del proyecto los costos de ampliación de red y construcción de estación transformadora.

La manipulación de los aerogeneradores desde la logística inicial hasta las etapas de operación y mantenimiento puede condicionar en gran medida el rendimiento de éstos, repercutiendo en los ingresos del proyecto. En consecuencia, los fabricantes suelen cerrar contratos de mantenimiento de los equipos en los que se garantiza una disponibilidad técnica determinada de los

¹⁰ Un valor P75 representará la energía generada proyectada a lo largo de un año, con una probabilidad de excedencia del 75%. P90 lo será para una probabilidad de 90%, etc

¹¹ Existen los parques eólicos offshore situados en el mar, que no se estudian en la presente tesis

mismos (generalmente de 95% o superior) o el resarcimiento del propietario por lucro cesante.

En la Argentina, el trámite que faculta al desarrollador para generar energía es el de “Agente del MEM” que requiere la aprobación de entes públicos a nivel provincial y nacional. Todo trámite comenzará con la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental que demuestre que la construcción y operación del parque son compatibles con los requerimientos ambientales del sitio de implantación. El proceso incluirá una audiencia pública en la que los vecinos e interesados podrán plantear sus objeciones al emprendimiento.

El cronograma de tareas desde la tramitación de permisos hasta la puesta en funcionamiento del parque reviste una importancia capital desde el punto de vista económico. Además de existir penalidades para el desarrollador y sus contratistas en caso de no cumplir con los tiempos pactados, en épocas de alta demanda de aerogeneradores, los plazos de entrega de los equipos pueden llegar a los dos años, mientras que en períodos de poca demanda los fabricantes disponen de stocks.

Para tener un mayor control de los tiempos, especialmente en las etapas tempranas que son obra civil y eléctrica, con frecuencia el desarrollador/dueño del proyecto recurrirá a un contrato “llave en mano”, convocando a un contratista EPC (*Engineering, Procurement, Construction*), quien tomará a su cargo la ejecución de las obras auxiliares denominadas en la jerga BoP (*Balance of Plant*), siendo responsable ante el desarrollador por los trabajos. Este tipo de contrato presenta para el dueño la ventaja de interactuar con un solo responsable que velará por el cumplimiento de la obra en plazo y forma. Por su parte, el contratista EPC puede subcontratar tareas y obtendrá un margen por su labor de gestión. En ocasiones, el proveedor de los aerogeneradores puede ofrecer un proyecto “llave en mano” global que incluya todas las etapas de construcción hasta la puesta en marcha de las turbinas.

3. Mecanismos de promoción

Los instrumentos de soporte a las energías renovables, y en particular a la eólica, actúan a nivel de la demanda o de la oferta de energía. Los más conocidos son:

Feed-in tariff

Es un mecanismo de remuneración que actúa sobre la oferta de energía, ofreciendo al generador de energías renovables una tarifa preferente.

Este sistema incluye normalmente tres factores importantes:

- 1) Acceso garantizado a la red
- 2) Contratos de largo plazo sobre la energía producida
- 3) Precios de compra de energía que compensan los costos del generador

Bajo el sistema de feed-in tariff, las empresas distribuidoras están obligadas a comprar la energía renovable ingresada a su red a una tarifa prefijada.

Los precios basados en la estructura de costos para tecnologías distintas (eólica, solar, geotérmica, etc.) favorecen la diversidad de proyectos, permitiendo asimismo al inversionista obtener un razonable retorno de sus inversiones. Este principio fue explicado con claridad en el “Acta de Energías Renovables” (*Erneubare Energien Gesetz - EEG*) publicada en 2000 por el Ministerio de Medioambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad de Reactores de Alemania:

“Las tarifas de compensación... han sido determinadas mediante estudios científicos, sujetas a la disposición que las tarifas identificadas hagan posible que una instalación –manejada eficientemente- sea operada de forma económicamente eficiente, basada en el uso de tecnología de punta y dependiendo de fuentes renovables de energía naturalmente disponibles en un ambiente geográfico dado¹².”

Como resultado, las tarifas varían en función de la fuente de energía, la ubicación, el tipo y tamaño de instalación y la tecnología utilizada. El diseño de las tarifas contempla su reducción gradual en el tiempo para seguir el cambio tecnológico. La feed-in tariff asegura la compra de energía generada por renovables durante tiempos garantizados por contratos entre los 15 y 25 años.

Un análisis llevado a cabo en 2008 por la Comisión Europea concluyó que los regímenes correctamente adaptados basados en feed-in tariff son generalmente los esquemas de promoción de energías renovables más efectivos. Otras instituciones como la International Energy Agency, la Federación Europea de Energía Renovable y Deutsche Bank han reforzado esta afirmación.

¹² EEG 2000, Memorando explicativo A

El efecto de este esquema en las tarifas es un incremento anual del precio de la electricidad por consumidor, resultante del hecho que la energía procedente de fuentes renovables es a menudo más cara que la de fuentes convencionales. Se han registrado aumentos de costo de alrededor de cuatro euros mensuales por hogar en Alemania tras la entrada en vigor de la feed-in tariff. Algunas investigaciones mencionan que estos incrementos en los precios se pueden compensar por el efecto amortiguador resultante de ingresar grandes cantidades de energía renovable (eólica, por ejemplo) de bajo costo en el mercado spot. Esto ha llevado a reducciones de precio en España, Dinamarca y Alemania.

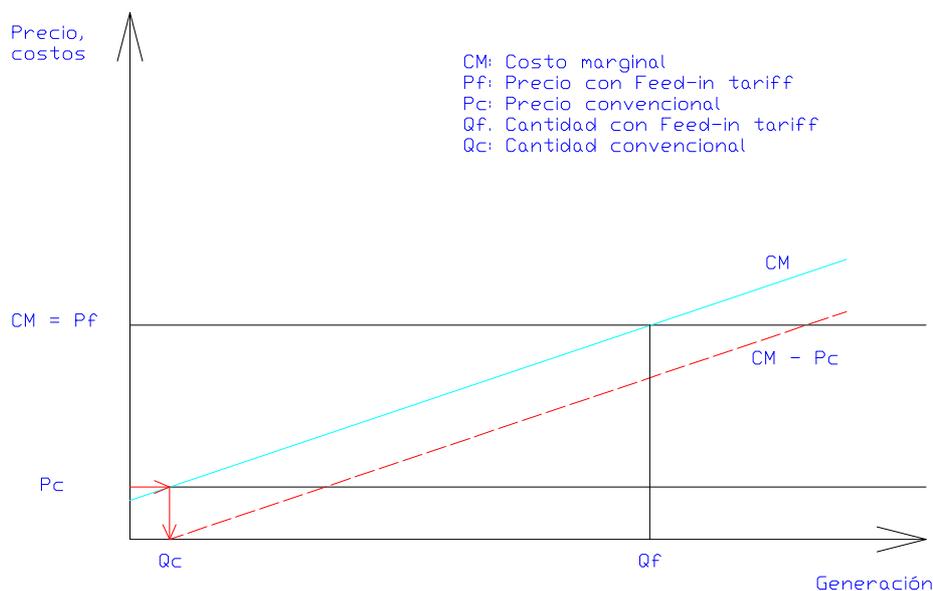
Ventajas:

- Certidumbre en el largo plazo para el inversionista
- Efectividad comprobada (energía eólica en España, Alemania)
- Efectiva para despegue del mercado
- Sistema transparente

Desventajas (principalmente en el largo plazo, para mercados maduros):

- El sistema tiende a ser costoso e ineficiente
- Incompatibilidad con un mercado liberalizado
- No estimula la demanda

El gráfico siguiente muestra el estímulo a la oferta de energía obtenido por feed-in tariff:



Fuente: ISET

Incentivos fiscales

Algunos ejemplos de incentivos fiscales son:

- 1) Exención de impuestos para electricidad generada a partir de fuentes renovables
- 2) Disminución de IVA
- 3) Exención o reducción de impuesto a las ganancias para inversiones de capital en renovables
- 4) Introducción de un impuesto a la energía o topes de emisión de CO₂ para energía convencional

Ventajas:

- Mejora la competitividad de la electricidad de fuentes renovables
- 1) y 2) son aplicables a instalaciones nuevas y viejas

Desventajas:

- El sistema tiende a ser costoso e ineficiente por ser generalizado
- Incompatibilidad con un mercado liberalizado
- No estimula la demanda
- 3) no incentiva la operación de planta de la forma más eficiente posible

Los incentivos fiscales han marcado fuertemente el desarrollo de la energía eólica de los Estados Unidos, desde que el Congreso aprobó en 1992 el primer crédito impositivo para energías renovables. Cabe destacar la importancia que tuvo en 2009 el “Programa 1603” en el marco del *American Reinvestment & Recovery Act* para paliar los efectos negativos de la crisis financiera en el sector. Con el mencionado estímulo, los EEUU alcanzaron ese año la mayor potencia instalada del mundo. En la actualidad, el sector eólico estadounidense emplea 85.000 trabajadores.

Subsidios a la inversión

Los subsidios a la inversión ayudan a superar la barrera del alto costo inicial en inversiones. Este tipo de subsidio se emplea frecuentemente para estimular la venta de tecnologías para generación de energías renovables que son menos

económicas. Los subsidios a la inversión rondan el 20-50% de los costos de inversión.

Ventajas:

- Pueden ajustarse para cada tecnología
- No interfieren con mecanismos de mercado
- Reducen riesgos técnicos y de mercado

Desventajas:

- No incentivan la operación de planta de la forma más eficiente
- Solo para instalaciones nuevas

Estímulo a la oferta: Licitaciones o subastas

Las licitaciones pueden usarse con el fin de seleccionar beneficiarios para apoyo a la inversión, a la producción (a través de una tarifa preferencial de venta de energía) o derechos a sitios para localización de parques eólicos. Los inversores o productores deben participar en un sistema de licitación competitivo. El gobierno determina el volumen de energía deseado de cada fuente, su crecimiento en el tiempo y el nivel de seguridad en el precio ofrecido a los generadores en el largo plazo.

Ventajas:

- La competencia supone la selección de las ofertas más competitivas y económicas
- Es efectivo para estimular nueva capacidad

Desventajas:

- Altos costos administrativos
- La efectividad es baja por bajas barreras para admitir ofertas
- La incertidumbre para el inversor es alta
- Terminada la licitación, el incentivo para desarrollar nuevos parques eólicos puede decaer (ciclo de *stop-and-go*)
- Dificultad para establecer una industria nacional por la importación de las tecnologías más baratas

Obligación de cuotas en renovables

En el sistema de cuotas, el gobierno determina la estructura dentro de la cual el mercado debe producir, vender o distribuir cierta cantidad de energía de fuentes renovables. La obligación se impone en el consumo o la producción. Las cuotas son usualmente negociables entre las compañías para evitar distorsiones de mercado. En consecuencia, la empresa generadora puede producir energía de fuentes renovables, comprar energía renovable a otra empresa o negociar certificados verdes.

Se puede afirmar que, mientras con un sistema feed-in tariff el precio de venta de la energía es un “precio político” y la cantidad de energía producida es fijada por el mercado, con la obligación de cuotas el precio es fijado por el mercado, mientras que la cantidad de energía es fijada por el gobierno.

Ventajas:

- Basado en fuerzas de mercado
- Logro exacto de los objetivos
- Estimula el desarrollo de las opciones más eficientes

Desventajas:

- Brinda apoyo exclusivamente a las tecnologías de bajo costo
- No estimula las innovaciones tecnológicas
- Incertidumbre para el inversor (posible fluctuación de precios de certificados) requiere prima de riesgo para financiamiento (costos de capital incrementados)
- Sin ayuda externa, solo los grandes inversores pueden conseguir la alta inversión inicial

Green pricing

Los instrumentos voluntarios se basan en la voluntad de pagar de individuos privados y compañías comerciales o industriales. Su característica principal es la voluntad de los participantes de pagar un precio con una prima por kWh por encima de la tarifa regular.

Ventajas:

- Alta eficiencia de mercado

Desventajas:

- Alta incertidumbre (los ingresos dependen de la voluntad de pagar únicamente)
- Baja transparencia por la descentralización de responsabilidades

Los marcos regulatorios adoptados por distintos países se aprecian en el gráfico siguiente:

	<u>Feed-in tariff / Green pricing</u>	<u>Licitación / Subasta</u>
Oferta	Alemania, Austria, España, Francia, Portugal, Sudáfrica, China, Dinamarca, EEUU(1)	Irlanda, Francia, Brasil, Argentina, Uruguay
	<u>Apoyo al precio de demanda</u>	<u>Obligación de cuotas</u>
Demanda	Países Bajos	Reino Unido(2), EEUU, Japón, Chile, Francia, Suecia
	Precio	Cantidad

(1) Hawaii, Vermont, Sacramento (California), Gainesville (Florida)

(2) Actualmente migrando a sistema de Feed-in tariff

El sistema de subastas ha tenido resultados destacables en Uruguay y Brasil, llevando los precios de la energía eólica a competir y en ocasiones mejorar la oferta de centrales térmicas.

4. Instrumentos financieros

Si bien la eólica constituye dentro de las energías renovables una de las tecnologías más maduras, es válido mencionar que las nuevas tecnologías típicamente buscan inversionistas con perfiles distintos a los aceptados por los mercados comerciales. Al tratarse de innovaciones que no gozan de un tiempo de prueba extenso o de un despliegue comercial en gran escala, sobre todo en mercados emergentes, estas tecnologías frecuentemente buscan financiarse a través de inversores de riesgo o financiamiento gubernamental.

A continuación se presentan diferentes instrumentos que se emplean para financiar parques eólicos:

4.1. Préstamos bancarios

Según el análisis de Pratt y Rojas, la mayor parte de los bancos que operan en América Latina se consideran pequeños, pues casi el 60% de ellos posee un activo inferior a los US\$ 1.000 millones y tan solo el 9% posee activos por US\$ 10.000 millones¹³. Actualmente tanto la banca pública como la privada no cuentan con una oferta atractiva para financiamiento de proyectos de parques eólicos. Lo más asimilable es el crédito para adquisición de bienes de capital, pero las condiciones financieras (importe máximo del préstamo, tasa, plazo de repago, período de gracia¹⁴) distan de ser adecuadas para su apalancamiento.

Existen organismos de crédito multilaterales que ofrecen líneas de crédito destinadas a financiar emprendimientos vinculados con energías limpias. Las condiciones de financiamiento dependen entre otros factores del concepto crediticio del país de destino. Frecuentemente, estos organismos de crédito multilaterales realizan el préstamo a través de bancos presentes en los países destinatarios de los fondos, constituyendo su alta calidad crediticia un aval para conceder préstamos a tasas bajas. Algunos de estos organismos se citan a continuación:

Banco Mundial (BM)

El Banco Mundial, nacido en 1944, constituye una fuente de asistencia financiera y técnica para los países en desarrollo de todo el mundo. Esta organización es propiedad de 187 países miembros y está formada por dos instituciones de desarrollo: el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y la Asociación Internacional de Fomento (AIF).

El BIRF centra sus actividades en los países de ingreso mediano y los países pobres con capacidad crediticia, mientras que la AIF se concentra en los países más pobres del planeta.

¹³ Pratt, Lawrence y Rojas, Edgar; Programas ambientales en bancos latinoamericanos: Una Evaluación, 2001

¹⁴ A modo de ejemplo, el Programa de Financiamiento Productivo del Bicentenario ofrecido por Banco Nación ofrece créditos en pesos a 5 años, a una tasa neta anual de 9,9%. Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) ofrece a través de sus Créditos para el Desarrollo préstamos de hasta US\$ 3 millones con plazo 10 años (período de gracia 1,5 años) a tasa Libor + 1,5/5% según categoría de la empresa y plazo del proyecto (CFT: 8,82%).

Estas instituciones ofrecen a los países en desarrollo préstamos con tasas de interés preferenciales para una variedad de propósitos, que incluyen al sector de infraestructura, educación, salud, gestión ambiental, etc. Durante el año 2008, el Banco Mundial proporcionó US\$ 46.900 millones para proyectos en países en desarrollo de todo el mundo. En la actualidad, el Banco participa en más de 1.800 proyectos en prácticamente todos los países en desarrollo.

El BIRF otorga financiamiento y asesoría a los estados. Opera en condiciones de mercado y utiliza su alta clasificación crediticia para tomar empréstitos con intereses bajos y transmitir esa tasa más conveniente a sus prestatarios, los países en desarrollo. Los países destinan los préstamos para proyectos de inversión a adquirir bienes, realizar obras y contratar servicios para complementar proyectos de desarrollo económico y social en una amplia gama de sectores.

Puesto que los prestatarios son los estados, el Banco Mundial elabora la Estrategia de Asistencia al País (EAP) en estrecha colaboración con las autoridades de gobierno. En ella se indican las áreas en las que la ayuda del banco puede contribuir para reducir la pobreza.

Corporación Andina de Fomento (CAF)

Las actividades del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución) son de interés prioritario para esta Institución.

La CAF, que aún posee una fuerte concentración del crédito en Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, ha iniciado un proceso de diversificación de los países destino. Hace cerca de dos años, la corporación otorgó un crédito a IMPSA por US\$ 18 millones para la instalación de un parque eólico en Brasil.

Para el sector privado, la CAF ofrece una gama de productos que incluye: préstamos corporativos, préstamos estructurados con recurso limitado a los accionistas (Project Finance), garantías parciales, inversión en patrimonio, asesoría financiera, etc.

Bajo la modalidad de financiamiento conocida como *project finance*, la CAF puede financiar hasta el 50% de los costos del proyecto, incluyendo costos de construcción y costos del financiamiento adicional requerido. Los préstamos son en dólares estadounidenses, a tasa variable (Libor más un margen) con

plazos que se ubican en el entorno de 12 a 15 años y amortizaciones ajustadas al flujo de caja del proyecto¹⁵.

Es de destacar que, para la prestación de sus servicios, la CAF no impone exigencias de componente regional en el valor de la inversión.

DEG

DEG (Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH) es miembro del KfW Bankengruppe (Banco de Crédito para la Reconstrucción, fundado en Alemania en 1948) y una de las instituciones financieras más grandes de Europa para financiamiento de proyectos de largo plazo y compañías. DEG financia inversiones del sector privado en países emergentes desde 1962 con el objeto de generar trabajo y mejorar el nivel de vida de los países socios.

Dentro del sector de fuentes alternativas, en cooperación con DEG, un desarrollador alemán de parques eólicos con presencia en América Latina aspira a concretar allí nueve parques por un total de 1.000 MW. Además de constituirse en inversor, DEG ofrece su *know-how* y sus contactos en el mercado.

DEG ofrece préstamos a largo plazo en euros o dólares por un máximo de 25 millones de euros. Las tasas de interés, fijas o variables, dependen del proyecto y los riesgos del país anfitrión.

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

El Departamento de Financiamiento Estructurado y Corporativo (SCF, por sus siglas en inglés) del Banco Interamericano de Desarrollo trabaja con sus clientes en todas las etapas del proceso de inversión para lograr avances sostenibles en los ámbitos financiero y de desarrollo.

SCF otorga préstamos con sus propios recursos –“préstamos A”- y trabaja con bancos e inversionistas institucionales que participan como co-financiadores a través de la suscripción de los "préstamos B". SCF también ofrece garantías parciales de crédito y contra riesgo político. Los préstamos suelen oscilar entre 5 y 15 años, pero se pueden ampliar a 30 años. Sus valores van de los US\$ 10

¹⁵ Las oportunidades de financiamiento para los parques eólicos en el Uruguay, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, 2009

millones a US\$ 200 millones, aunque excepcionalmente pueden otorgarse hasta US\$ 400 millones. Además, el banco participa en hasta un 25% del costo de proyecto.

SCF ofrece oportunidades de financiamiento a entidades de todos los sectores de la economía, operadores privados de servicios públicos e infraestructuras, además de bancos, instituciones del mercado financiero, entidades estatales sin garantía soberana y corporaciones.

Banco Nacional de Desenvolvimento do Brasil (BNDES)

El BNDES constituye el principal instrumento de financiamiento a largo plazo para la realización de inversiones en todos los segmentos de la economía del Brasil. En el marco de las subastas de parques eólicos lanzadas por el gobierno del Brasil, el BNDES brinda a los desarrolladores que empleen componentes nacionales comodidades para financiar sus proyectos. A través del programa de financiamiento BNDES Finem, se ofrecen préstamos por el 90% del costo del proyecto a tasas cercanas al 5% anual con plazos de amortización de 16 años¹⁶ (valores de septiembre de 2011).

Dentro de la línea financiera BNDES Finame se pueden obtener préstamos para producción y adquisición de equipamiento nuevo procedente de Brasil siempre que la inversión comprometida supere los 4 millones de reales (ca. US\$ 3 millones). Los costos financieros dependen de cada proyecto.

Existen otros organismos de crédito multilaterales de características similares que no se citan en el presente trabajo.

4.2. Agencias de Crédito a las Exportaciones (ECAs)

Las Agencias de Crédito a las Exportaciones o Agencias de Seguros de Inversión actúan como intermediarias entre los gobiernos nacionales y las empresas exportadoras para financiar exportaciones. Las ECAs son instituciones privadas o cuasigubernamentales cuyo financiamiento se presenta en forma de créditos o seguros de créditos y garantías. Estos créditos y coberturas pueden provenir del gobierno o de la propia ECA. Actualmente las

¹⁶

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html

ECAs financian más de 430 mil millones de dólares en el extranjero, de los cuales 55 mil millones de dólares están dirigidos a proyectos en países en vías de desarrollo, lo que supera todas las otras fuentes oficiales de financiamiento combinadas (Banco Mundial, Bancos Regionales de Desarrollo, ayuda bilateral y multilateral).

El riesgo de estos créditos, las garantías y los seguros es asumido por el gobierno promotor, salvo en el caso de países de alto riesgo.

Entre los argumentos a favor de las Agencias de Crédito a las Exportaciones está la facilitación de compra de bienes necesarios a importadores con escaso poder de adquisición.

En contra se esgrime el uso de estos préstamos para beneficiar a grandes corporaciones.

Entre las ECAs distinguimos el US Export-Import Bank (Ex-Im Bank), que anteriormente estableció un programa de US\$ 250 millones destinado a financiar exportaciones vinculadas con energías renovables. El período de repago en el financiamiento de este programa es de hasta 18 años.

Otras ECAs conocidas son Export Development Canada, Hermes (Alemania), CESCE (España), Japan Bank for International Cooperation y el Nippon Import and Investment Insurance (Japón).

El gráfico del Anexo VII.3 presenta los costos de financiamiento de las ECAs y de préstamos tradicionales.

4.3. Mecanismo de Desarrollo Limpio y Mercados Voluntarios de Carbono

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es una herramienta surgida del Protocolo de Kioto en 1997, establecida en su artículo 12, que permite a los gobiernos de los países desarrollados -o países del Anexo I- y a las empresas suscribir acuerdos para cumplir con objetivos de reducción de gases de efecto invernadero en el Primer Período de Compromiso: 2008-2012, invirtiendo en proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo como alternativa para adquirir certificados de reducción de emisiones (CERs; uno de los tres tipos de bonos de carbono) a menores costos que en sus mercados. Estos CERs se convierten así en un *commodity* ambiental que puede ser comercializado.

En consecuencia, el MDL facilita la transferencia de tecnologías limpias a los países en desarrollo. Al invertir los gobiernos o las empresas en estos proyectos MDL reciben CERs y simultáneamente cumplen con las metas de reducciones a las que se han comprometido. Un bono de carbono equivale al derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono.

El proceso de obtención de bonos de carbono consiste en: identificar y evaluar el proyecto para determinar si se adecua a los requisitos del MDL; desarrollar un Documento de Diseño del Proyecto (PDD); validar el PDD por parte de una Entidad Operacional Designada (DOE) independiente; conseguir una aprobación nacional del proyecto por parte de la Autoridad Nacional Designada del país en que se desarrolla el proyecto y registrar formalmente el proyecto ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC). Tras el registro del proyecto, se verifican periódicamente las reducciones de emisiones. Finalmente se emiten los certificados y se transfieren los créditos de carbono desde las cuentas de los países Anexo I, de acuerdo a los contratos de compraventa de Reducción de Emisiones. Dichos contratos establecen obligaciones semejantes al Contrato de Compraventa de Energía (PPA).

El MDL es una fuente de financiamiento interesante que comporta riesgos que pueden clasificarse en cuatro categorías:

- Riesgo de fuerza mayor: riesgo de marco del Segundo Período de Compromiso (a partir del año 2012)
- Riesgo político: riesgo del país anfitrión si renuncia al Protocolo de Kioto, riesgo de aprobación impositivo
- Riesgo institucional: riesgo de validación de DOE, riesgo de aprobación de metodología de la Junta Ejecutiva del MDL, riesgo de costo de transacción
- Riesgo comercial: riesgo sectorial, riesgo de nivel de operación (variación de la cantidad de bonos de carbono emitidos), riesgo de cumplimiento de legislación, riesgo de mercado (variación del precio de los bonos de carbono)

Actualmente existen en la Argentina 18 proyectos MDL aprobados por la UNFCCC, lo que representa 0,8% de la nómina a nivel internacional¹⁷. Este

¹⁷ Proyectos MDL registrados en algunos países de América Latina para el año 2010: Brasil (179), Chile (39), México (124), Perú (22). Fuente: “Los Bonos de Carbono todavía no despegan en la Argentina”, Revista Nuevas Energías N°1, diciembre 2010

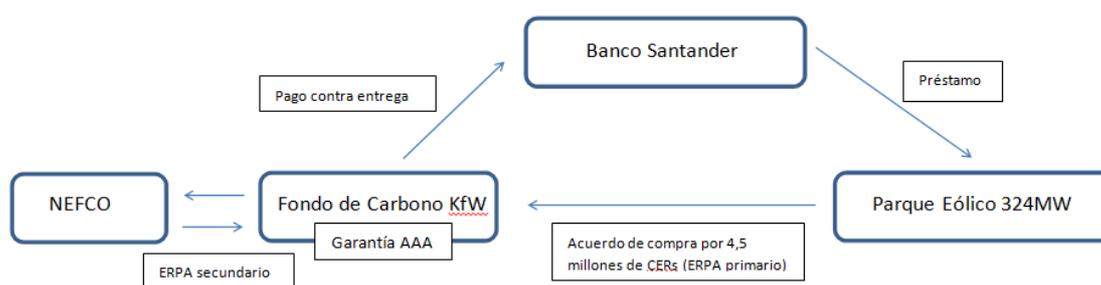
número reducido responde a las poco atractivas condiciones de mercado, caracterizadas por precios de la energía poco competitivos que no garantizan la rentabilidad de los emprendimientos.

Más recientemente y en sintonía con el MDL, han surgido los Mercados Voluntarios de Carbono para que negocios, comunidades e individuos puedan tomar la iniciativa de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero antes de que esto sea requerido por ley. Los desarrolladores de estos mercados y sus estándares de calidad para certificar la reducción de emisiones – Voluntary Carbon Standard, Golden Standard, etc.- ponderan la mayor flexibilidad de tramitación para obtener el derecho a la emisión de bonos.

Un estudio realizado en 2006 por el World Bank Carbon Finance sostiene que, en promedio, un proyecto de energías renovables mejora su tasa de retorno interno (TIR) entre 0,2 y 3% al financiarse parcialmente con bonos de carbono. Estos datos se basaron en un valor de US\$ 6,5 por tonelada de carbono equivalente. En el punto VIII.5. de la tesis demostramos la utilidad de los bonos para apalancar un parque eólico de 50 MW.

Los cuadros de los anexos VII.4 y VII.5 ilustran la evolución del mercado de bonos de carbono.

El esquema presentado a continuación exhibe el empleo de bonos de carbono para financiar un proyecto de parque eólico en México a través de la “colateralización de bonos de carbono”:



Fuente: KfW

NEFCO, un organismo financiero nórdico que invierte en proyectos de energías renovables adquiere CERs a través del Fondo de Carbono de KfW. KfW concede un crédito al desarrollador a una tasa de interés baja, dada su buena calificación crediticia, que le permite financiarse en condiciones ventajosas. El mecanismo suele incluir la intermediación de un banco local que retira un

margen sobre el préstamo que se otorga al desarrollador. El desarrollador entrega en parte de pago derechos sobre futuras emisiones (CERs) a través de un acuerdo de compra de emisiones (ERPA: *Emmissions Reduction Purchase Agreement*) y usa el préstamo para afrontar los costos de inversión del proyecto. Mediante este mecanismo, el desarrollador financió el 50% del parque, cuyo costo es de US\$ 600 millones.

4.4. Fideicomisos financieros

El fideicomiso financiero es una alternativa de financiamiento de la empresa y una opción de inversión en el mercado de capitales, integrando la “securitización o proceso de titulización de activos”.

Dice el Art. 19 de la Ley 24.441: Fideicomiso financiero es aquel contrato de fideicomiso sujeto a las reglas precedentes, en el cual el fiduciario es una entidad financiera o una sociedad especialmente autorizada por la Comisión Nacional de Valores para actuar como fiduciario financiero, y beneficiarios son los titulares de certificados de participación en el dominio fiduciario o de títulos representativos de deuda garantizados con los bienes así transmitidos (...).

Una característica esencial del fideicomiso financiero es que el fiduciario debe, necesariamente, ser una entidad financiera o una sociedad especialmente autorizada por la Comisión Nacional de Valores para actuar en tal carácter.

En el fideicomiso financiero, los activos fideicomitados se incorporan para poder obtener el dinero resultante de la oferta pública de títulos valores que está a cargo del fiduciario y que se emiten precisamente contra dichos activos.

El fiduciario se ocupa de realizar los activos para luego, con su producido, cancelar los títulos emitidos. Si resultara un remanente, éste será entregado al fideicomisario para finalizar la operatoria.

Esta figura legal permite obtener fondos de manera más o menos rápida y con un costo menor que si se recurre a las tradicionales formas de financiación.

Es importante que el fiduciario realice una acertada evaluación del riesgo. Para esto, se debe contar con Calificadoras de Riesgo Especializadas que determinan el riesgo de la emisión de títulos valores en función de la calidad de los activos securitizados y de la estructura del fideicomiso.

El desarrollador deberá suministrar a la entidad financiera documentación económico-financiera que incluye una proyección de flujo de fondos del

proyecto y la identificación de los principales riesgos inherentes al proyecto eólico.

El fideicomiso, el instrumento más utilizado en los últimos años en la Argentina, acusó una merma tras la desaparición de las AFJP a fines de 2008. El panorama actual de los fideicomisos en el país muestra que las grandes casas de electrodomésticos siguen dominando en productos de consumo, mientras que se empiezan a ver con mayor frecuencia los fideicomisos para el financiamiento de infraestructura. Entre éstos se destaca el fideicomiso por U\$ 1.480 millones para fondear la construcción de la central nuclear Atucha II. En este caso, el fiduciante securitizó los flujos de fondos futuros provenientes de su contrato con CAMMESA. Otras empresas de infraestructura energética, vial e hídrica han cerrado fideicomisos recientemente¹⁸.

4.5. Oferta pública de venta

También conocida como IPO (*Initial public offering*), consiste en la emisión de activos financieros al público por primera vez, por parte de una empresa. Dichos activos financieros pueden ser obligaciones, pagarés o acciones. Con frecuencia son emitidas por compañías pequeñas buscando capital para expandirse, pero también son comunes en grandes empresas privadas que quieren cotizar en bolsa. La empresa emisora contará con un colocador que la asesorará sobre el tipo de activo a vender, su precio y el momento apropiado para efectuar la emisión.

Un IPO puede constituir una inversión de riesgo. Es difícil predecir el curso de una acción cuando existen pocos datos históricos de la empresa. Además, muchos IPOs son realizados por compañías que atraviesan un período de crecimiento transitorio y están sujetas a incertidumbre sobre su valor futuro.

Este instrumento fue adoptado en noviembre de 2010 por Emgasud, una empresa nacional de energía que abrió la suscripción de obligaciones negociables a siete años por un monto nominal máximo de 160 millones de dólares. US\$ 80 millones del producido neto de esta emisión sirvieron para financiar dos parques eólicos en Chubut por un total de 80MW. Las condiciones del bono fueron: tasa nominal 11%; plazo 7 años y período de gracia 15 meses. El resto del financiamiento fue aportado por ANSES, Banco Nación y Banco Macro.

¹⁸ "Recuperaron la fe", Pablo Ortega, Apertura 204, octubre 2010

4.6. *Joint ventures*

Dos o más empresas pueden constituir una alianza comercial en la que cada una hará un aporte al negocio. Este aporte puede consistir en capital, tecnología, conocimiento, personal, acceso al mercado, etc.

La unión de las empresas puede tomar la forma de UTE (Unión Transitoria de Empresas), o puede consistir en la firma de un contrato de colaboración o la creación de una sociedad participada por ambas. Son características del *joint venture* el largo plazo del vínculo y la ausencia de fusión o absorción de los participantes.

Los beneficios o pérdidas del negocio repercutirán en los resultados de cada parte en función de la forma jurídica bajo la cual se ha estructurado la empresa conjunta.

Entre las ventajas del *joint venture* para el desarrollo de parques eólicos están el compartir riesgos y costos, particularmente en la etapa de proyecto.

La modalidad de UTE fue empleada por ciertos oferentes de la licitación GenRen I de ENARSA. Fue común la unión de empresas generadoras de energía con contratistas de obras eléctricas y desarrolladores de parques eólicos.

4.7. *Derivados climáticos*

Se trata de un instrumento novedoso empleado en Europa, los Estados Unidos y Australia. La sucesión de eventos climáticos perjudiciales ha llevado a las empresas a buscar instrumentos de cobertura en caso de que se verifiquen dichos riesgos.

Tradicionalmente las empresas han apelado a los seguros para protegerse de contingencias futuras. Hoy en día, la amplia oferta del mercado de instrumentos derivados (*forwards*, futuros, opciones) se adapta muy bien a la cobertura de riesgos asociados a variaciones, como el precio futuro de un bien, la tasa de interés, etc.

En el caso de los derivados climáticos, se favorece la cobertura contra diferentes aspectos relacionados con el clima, como los niveles de temperatura, de humedad, precipitaciones, nevadas y velocidad del viento. Es decir, el activo subyacente está dado por datos meteorológicos.

Las contrataciones de derivados climáticos se producen dentro de tres ámbitos:

- 1) Mercados reglamentados: donde las bolsas de referencia son Chicago Mercantile Exchange (CME) y London International Financial Futures and Options Exchange (LIFFE).
- 2) Mercados *over the counter*: son contrataciones por fuera de los mercados reglamentados. Esta es la modalidad más difundida en Estados Unidos y Europa.
- 3) Mercados online: los mercados de referencia son el Internet Weather Derivatives Exchange (I-Wex.com) y el WeatherXchange.

En la actualidad se observa el uso de estos instrumentos financieros por empresas de rubros tan variados como energía, turismo, agricultura, minería, construcción, fabricantes de equipos de acondicionadores de aire, fabricantes de bebidas y helados entre otros¹⁹.

4.8. *Venture capital ambiental*

El venture capital, también llamado capital de riesgo, se refiere de forma general al financiamiento de la puesta en marcha de nuevas empresas con un elevado potencial de desarrollo.

Distinguimos dos categorías principales, a saber:

- a) Corporate Venture Capital: principalmente derivados de bancos, seguros, fondos de pensiones o grandes empresas especializadas por sector de inversión o fase de desarrollo del emprendimiento (ver 4.1. Préstamos bancarios)
- b) Personal Venture Capital: conocidos también como *Business Angels* son los inversionistas privados que cuentan con un patrimonio personal notorio y buscan beneficios²⁰.

Frente al financiamiento bancario tradicional, cuyo interés es la solvencia financiera, el inversor de riesgo asume parte del riesgo a semejanza de los demás accionistas.

¹⁹ Vecchio G., Vento G., “El financiamiento de inversiones ecocompatibles”, Ed. Edicon, 2011

²⁰ Idem nota 19

Datos de los Estados Unidos revelan que las energías renovables constituían el 2% de las inversiones de capital de riesgo antes del 2005. En la actualidad han llegado al 15%. Muchos inversores en nuevas tecnologías miran a las renovables como la próxima frontera de transformación económica²¹.

América Latina ha mostrado un notable desarrollo del capital de riesgo en los últimos cinco años. El contexto económico más estable ha repercutido en este crecimiento, cuyos sectores más favorecidos han sido la infraestructura y la energía. Los mercados que han convocado con mayor éxito este tipo de capital son los que promueven exitosamente iniciativas ambientalmente sostenibles, por ejemplo, Brasil, México y Chile. En estos mercados existe una sinergia entre el sector público, la banca y el empresario.

El *venture capital* ambiental representa para los inversores una oportunidad de mejorar su imagen, obtener retornos financieros y ambientales y diversificar sus riesgos. Por otro lado, frente a inversiones tradicionales, las inversiones en sustentabilidad suelen poseer un horizonte temporal mayor para alcanzar sus objetivos.

5. Modelos financieros

5.1. Indicadores empleados

Todo proyecto de inversión consiste en una asignación de recursos con la esperanza de recuperar la suma invertida y retirar algún beneficio.

El proceso de decisión de una inversión consta de (1) la elaboración de una propuesta de inversión alcanzable, (2) el análisis de la demanda, (3) la estimación del flujo de caja, (4) la evaluación de la propuesta, (5) la decisión de seguir adelante con el proyecto y (6) el control, la revisión y la corrección de los valores estimados.

El flujo de fondos debe ser estimado con razonable precisión, sabiendo que todo proyecto incluye una dosis de incertidumbre. En esta etapa es importante no considerar los costos hundidos; es decir aquellos que ya han ocurrido por no poseer relevancia para la presente decisión de inversión.

²¹ Wood, Elisa, "Post-stimulus Financing: Will Renewable Growth Continue?", RenewableEnergyWorld.com, agosto 2011

Sobre el flujo de fondos se adoptan criterios para evaluar la propuesta de inversión. Distinguimos algunos de los más comúnmente empleados:

a) Período de repago

También llamado período de recupero o *payback*, mide el tiempo que se tarda en recuperar el capital invertido. Se expresa:

$$\sum_{j=1}^m FF_j = I_o$$

Donde “m” es el momento en que se recupera la inversión; “I_o” es la inversión inicial (en el período 0) y “FF_j” es el flujo de fondos en el período j. Será preferible aquel proyecto con un valor de m menor. Ciertas empresas fijan un “período de corte”, fuera del cual un proyecto no es aceptado. En materia de parques eólicos, el período de repago no suele estar por debajo de los ocho años.

Existe una variante denominada “período de repago con actualización” que consiste en expresar los ingresos a valores actuales, mediante su descuento por una tasa determinada.

Este criterio de cálculo sencillo se emplea para medir la liquidez, pero es limitado para evaluar la rentabilidad puesto que desconoce los flujos posteriores al repago, así como el valor del dinero en el tiempo²².

b) Tasa Interna de Retorno (TIR)

El principio de la TIR expresa que existe una tasa “r” que, aplicada a la actualización del flujo de fondos de un proyecto, iguala la suma de éstos con la inversión inicial.

$$\sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+r)^j} = I_o$$

Una vez determinada la tasa r, se la compara con k (tasa de rendimiento mínima para aprobar o rechazar propuestas de inversión o costo de capital).

²² Evaluación Económica Financiera de Proyectos de Inversión; De la Fuente, Gabriel; FCE-UBA

El criterio de la TIR posee la ventaja de considerar todos los flujos del proyecto, así como el valor tiempo del dinero. Además, este método da una idea del rendimiento del proyecto expresado en una tasa de interés efectiva.

En cuanto a sus desventajas, el método tiene implícita la condición de reinversión del flujo a la tasa r y no a la tasa de corte (ver criterio del VAN), lo que plantea la paradoja de que una TIR alta hace más atractivo un proyecto, pero a su vez aumenta la probabilidad de que ese proyecto no pueda cumplirse *ex post* dado que puede resultar insostenible en el tiempo invertir flujos de caja positivos a tasas tan altas.

Otra desventaja es que la TIR no brinda una idea de la magnitud del beneficio del proyecto. Por otro lado, en caso de existir más de un cambio de signo en los flujos, pueden existir tantas TIR como cambios de signo haya en el flujo de fondos.

c) Valor Actual Neto (VAN)

La comparación entre la inversión inicial y la suma de flujos descontados a una tasa dada define un valor neto que será el VAN del proyecto. Se expresa:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1+k)^j} - I_o$$

La regla de aceptación es VAN mayor o igual a cero. Valores positivos del VAN indican que el proyecto agrega valor a la organización.

Las ventajas del VAN son la consideración del valor tiempo del dinero; al llevar los flujos de fondos al momento cero como punto de evaluación es más útil apreciar las cifras en el momento más cercano al que se tomará la decisión. El VAN provee una magnitud del proyecto en términos absolutos, permitiendo comparar en forma directa proyectos excluyentes.

Sus desventajas son no dar una idea de rentabilidad. Además, la elección de la tasa de corte o actualización genera dificultad, ya que suele establecerse de forma subjetiva.

A la hora de considerar cuál de los indicadores es el más efectivo para evaluar un proyecto, Suárez Suárez expresa que “el problema no se reduce tan sólo a optar por uno u otro criterio, sino que hay que considerar que se trata de dos criterios que se apoyan en supuestos diferentes y que miden aspectos distintos de la inversión, y por ello son más bien complementarios que sustitutivos o

alternativos, como algunos autores parecen suponer²³.” Agrega el autor que tanto TIR, VAN, como el período de repago ofrecerán al *decision maker* una información más completa a la hora de decidir la conveniencia de una inversión, ya que no sólo conoce la rentabilidad absoluta (VAN) y la rentabilidad relativa (TIR) sino que además dispone de una medida del grado de liquidez de la inversión, provista por el período de repago.

d) DSCR (Ratio de Cobertura de Deuda)

Es el flujo de caja disponible para cumplir con los pagos anuales de deuda (principal e interés). En general se calcula:

$$DSCR = \frac{\text{Cash Flow libre antes del Servicio de Deuda}}{\text{Servicio de Deuda Total}}$$

Se asume que altos valores de DSCR hacen más viable el acceso a crédito. Un DSCR mayor a 1 significaría que el proyecto genera suficiente flujo de caja para pagar su deuda.

Los procesos de *Due Diligence*, cuyo objetivo es determinar el valor del proyecto para el inversor, apelan al uso de estos y otros parámetros. En el capítulo VIII. 5. se estudiará la sensibilidad del VAN ante cambios en las condiciones de financiamiento de una central eólica de 50 MW.

5.2. Costo de capital

El costo de capital deberá ser consistente con la definición de los flujos de caja que van a ser descontados; para ello deberá cumplir con los requisitos mencionados a continuación:

- Ser una media ponderada de los costos de todas las fuentes financieras de la empresa
- Ser calculado después de impuestos
- Emplear tasas nominales de rendimiento basadas en tasas reales y la inflación esperada, pues los flujos de caja están expresados en términos nominales

²³ *Decisiones óptimas de inversión y financiación*, A. Suárez Suárez, Ediciones Pirámide, 1990, 17^a ed.

- Deberá estar ajustado al riesgo sistemático de cada proveedor de fondos, dado que él esperará un rendimiento en función del riesgo que corre
- Las ponderaciones deberán calcularse a través de los valores de mercado de las diferentes fuentes financieras, no de la contabilidad de la empresa
- Estar sujeto a variaciones durante el período de previsión de los flujos de caja, debido a las alteraciones que pueden ocurrir en términos de inflación, riesgo sistemático y estructura del capital de la empresa

A partir de los datos se calculará para el caso analizado la tasa k_e , según el “Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital” (CAPM: *Capital Asset Pricing Model*) y la tasa de descuento k_o del “Costo de Capital Medio Ponderado” (WACC: *Weighted Average Cost of Capital*), con las siguientes ecuaciones:

$$\text{CAPM} = k_e = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_p$$

$$\text{WACC} = k_o = k_e (E / A) + k_d (1 - t) (D / A)$$

Considerando:

$r_f = 3,10\%$ (rendimiento de un activo libre de riesgo) Bonos del tesoro de EEUU (bono de madurez similar a la duración del proyecto)

$r_m = 8,3\%$ (rendimiento del mercado) (Índice S&P 500 octubre 2011)

$r_p = 6,58\%$ (riesgo soberano Argentina promedio 2010-2011)

$\beta = 0.4$ (riesgo del mercado o sistemático - beta apalancado²⁴)

$E/A = 30\%$ (capital propio)

$D/A = 70\%$ (préstamo)

$t = 35\%$ (impuesto a las ganancias)

$k_d = 8,82\%$ (tasa “Crédito para el Desarrollo” BICE en US\$)

Se llega a:

$k_e = 11,76\%$ (costo de capital propio)

²⁴ Chiriboga, Gil-Pugliese, Yauli; “Evaluación de Inversiones en Generación Eólica en Argentina”, CIDEL, 2010. Para este caso se ha tomado el valor beta de la empresa “Duke Energy”, que gestiona entre otros activos parques eólicos: <http://www.zacks.com/research/report.php?type=detailed&t=DUK> (octubre de 2011).

$k_0 = 7,54\%$ (costo de capital medio ponderado)

CAPM es un modelo empleado para determinar la tasa de retorno teórica requerida para un activo si éste es agregado a una cartera de inversiones debidamente diversificada.

El WACC se emplea para determinar la tasa de corte apelando a la noción de un financiamiento repartido en capital propio y capital de terceros. Lo que hace el WACC es ponderar los costos de cada una de las fuentes de capital. El criterio que seguirá la gerencia es rechazar proyectos cuya tasa interna de retorno sea inferior a k_0 .

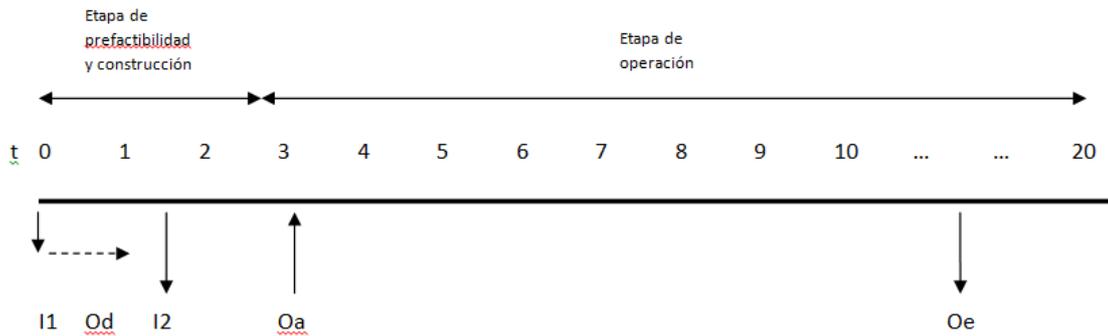
En el capítulo VIII.5. se volverá sobre estos valores a los efectos de evaluar un proyecto.

5.3. Opciones reales

Muchos expertos señalan que el análisis del VAN es limitado, pues supone que los flujos de fondo esperados quedan congelados cuando se acepta el proyecto. En la realidad, los ejecutivos a menudo están en condiciones de reaccionar ante las circunstancias cambiantes y al hacerlo cambian la corriente del flujo de efectivo. En consecuencia, al estudiar un proyecto deberían reconocerse varios escenarios que pueden presentarse a lo largo de su vida y que las decisiones tomadas repercutirán en los flujos de efectivo y en el valor final.

Todo proyecto de inversión empresarial entraña algo de incertidumbre y cierto margen de flexibilidad. Las opciones reales se presentan en proyectos e inversiones flexibles, como puede ser abandonar o vender el proyecto de inversión antes de concluirlo, cambiar su uso o su tecnología y prolongar su vida.

En el gráfico siguiente se pueden apreciar diversos escenarios de cursos de acción (opciones) a lo largo del desarrollo de un proyecto de parque eólico:



I1: Montaje de mástil de mediciones de viento

I2: Infraestructura de proyecto

Od: Opción de diferir el proyecto

Oa: Opción de abandonar el proyecto

Oe: Opción de expansión (repotenciación) de parque eólico

Las opciones que se presentan al empresario pueden ser:

Opción de diferir: se obtiene el derecho de esperar hasta que llegue más información para tomar la decisión de inversión solamente si entonces el valor actual del proyecto resulta mayor que la inversión para llevarlo a cabo.

En el marco del desarrollo de parques eólicos puede resultar adecuado diferir el proyecto si (a) se estima que con una campaña de medición de vientos más larga se pueden mejorar las proyecciones de flujo de caja, (b) se prevén cambios en la legislación que beneficien al emprendimiento, (c) por escasez de grúas no es factible realizar el montaje en tiempo.

Opción de abandono/cierre: su precio es el valor de recupero de los activos. No debe ejercerse con ligereza ya que puede conllevar la pérdida de competencias básicas o la pérdida de oportunidades de participar en desarrollos tecnológicos futuros.

Opción de contraer: si las condiciones de mercado resultan menos favorables de lo esperado, se puede reducir la escala de operaciones, desembolsando menos que la inversión prevista. En proyectos de parques eólicos es común optar por proyectos que van modificando su escala en función de la disponibilidad de recursos y la previsión de escenarios futuros.

Opción de expandir: si las condiciones de mercado resultan más favorables de lo esperado, la gerencia puede optar por expandir la escala del proyecto. Esta opción puede tener un valor estratégico determinante si posiciona a la empresa para capitalizar futuras oportunidades de crecimiento. La innovación

tecnológica permanente de los equipos y la tendencia a la baja de precios por unidad de energía producida abren buenas perspectivas para considerar ampliaciones de las instalaciones. Con frecuencia, los desarrolladores de centrales eléctricas incurren en mayores costos de infraestructura, como ser estaciones transformadoras sobredimensionadas, con miras a usar la capacidad ociosa en caso de ampliaciones de capacidad futuras.

Las opciones reales constituyen el principal tema de investigación en el campo de las finanzas desde los años noventa y merecen por sí mismas un análisis profundo, que no es el objetivo de la presente tesis. Diremos, pues, que ejercidas de forma óptima, estas opciones proporcionan una flexibilidad que aumenta el valor del proyecto y de la compañía. La técnica de opciones reales responde a dos interrogantes: cuál es la mejor decisión de inversión y cuándo es el mejor momento para tomarla. A la vez, constituye una herramienta para modelar la incertidumbre.

No obstante lo anterior, la valoración mediante el enfoque de las opciones reales adolece de algunos problemas operativos. A pesar de la superioridad técnica de sus argumentos, carece de una fórmula analítica simple y general como la del modelo del descuento de flujos. Por lo tanto, ante el argumento de que muchas inversiones tienen un valor estratégico proveniente de las opciones que las mismas implican, es necesario ser prudentes para evitar que este interesante enfoque analítico sea utilizado para justificar pobres alternativas de inversión.

Finalmente, es de destacar que las opciones reales no reemplazan a los métodos de valuación tradicionales, sino que permiten ampliar su entendimiento, mejorar las decisiones y considerar el valor de la flexibilidad y la estrategia empresarial.

5.4. Project finance

Conocido también como finanproyecto, constituye un mecanismo de financiamiento para inversiones de gran envergadura ligado al flujo de caja esperado de éstas y su capacidad de repago.

Esta modalidad ha crecido como resultado del aumento de las inversiones en infraestructura y se aplica frecuentemente en los sectores de energías (particularmente renovables), telecomunicaciones y grandes obras civiles.

Sus características más destacadas son:

- Se constituye una sociedad separada para ejecutar el proyecto, llamada Sociedad con Propósitos Específicos (*Special Purpose Vehicle*, SPV)
- La SPV cierra contratos con los participantes: entidades financieras, constructor, proveedores, clientes
- La SPV opera con un alto ratio de endeudamiento sobre recursos propios
- Los contratos de garantías son exigentes en la fase inicial del proyecto - diseño y construcción- dado que los gastos en esta etapa son muy elevados y no se cuenta con ingresos. Para compensar este riesgo, es costumbre tomar en garantía los contratos de compraventa de la energía (PPA)
- Se crea un fondo de reserva con los excedentes de los flujos de caja para afrontar contingencias durante la vida del proyecto

Por el tamaño de dichos emprendimientos, es común que intervenga un pool de bancos en el que cada entidad aportará una parte del financiamiento.

5.5. *Corporate risk*

Este modelo se basa en el financiamiento del parque eólico con recursos propios de la empresa propietaria del proyecto.

En los mercados más desarrollados, el *corporate risk* es poco empleado debido a sus mayores costos y a la disponibilidad de crédito a tasas bajas, obtenido frecuentemente ante organismos de promoción de inversiones locales o internacionales.

En la práctica, el financiamiento de un parque eólico puede incluir simultáneamente *project financing* y capital propio de la empresa en diferentes proporciones, distinguiendo los siguientes casos:

- Financiamiento sin recursos del promotor (*project financing “puro”*)
- Financiamiento con recursos limitados del promotor; por ejemplo, emitiendo garantías para ciertas situaciones hasta una suma determinada
- Financiamiento total con recursos del promotor. El promotor asume la responsabilidad total en caso de default del proyecto

VIII. ANÁLISIS DE SITUACIÓN

1. Evolución de la generación eólica en el país

A fines de los años 90 se dio un impulso a la generación eólica de la mano de la ley N° 25.019, que estimuló la construcción de parques de baja potencia operados por cooperativas y municipalidades (Anexo VIII.1). Estos parques están emplazados en zonas con buenos vientos, pero emplean tecnologías antiguas. La falta de repuestos asociada a un mantenimiento inadecuado los torna altamente ineficientes. Con frecuencia, los aerogeneradores fueron cedidos por convenios de cooperación y los parques resultantes no surgieron de una sólida evaluación técnico-económica que contemplase externalidades como la exigencia del recurso eólico sobre los componentes mecánicos de las turbinas en algunas zonas de la Patagonia. Por otro lado, la mala situación financiera de estas cooperativas les ha impedido invertir en mejoras de las instalaciones. En palabras de José Oliveira, gerente de servicio eléctrico de Sociedad Cooperativa Popular Limitada (Cooperativa de Comodoro Rivadavia que explota el parque eólico Antonio Morán): “El costo de una caja multiplicadora está en el orden de entre 210 y 250 mil euros, a lo que deben sumarse gastos de Aduana y transporte, por lo que el valor final es de 1,7 millones de pesos (...)” Dichas turbinas fueron adquiridas en el 2001 con una relación de cambio muy diferente²⁵.

Este ha sido el panorama de estancamiento en que se ha visto envuelto el sector en los últimos años, con pequeños matices por la incorporación de máquinas más modernas que escasamente compensan la salida de servicio del equipamiento más obsoleto.

El marco regulatorio prevaleciente, al no asegurar una remuneración razonable por la energía inyectada a la red, ha contribuido a desalentar la incorporación de potencia nueva.

La inauguración en mayo de 2011 de la primera etapa del Parque Eólico Arauco en la Rioja, con una potencia de 25,2 MW, representa el primer hito relevante de los últimos años. No es menor el hecho de que el proveedor de los equipos sea una empresa nacional metalúrgica que ha apostado al desarrollo de una tecnología propia en un mercado poco inclinado a asumir riesgos y menos en sectores de alta tecnología.

²⁵ Fénix, Avelardo; “Gigantes dormidos”, Revista Golfo San Jorge # 1, agosto/septiembre 2011

Iniciativas recientes

Con el nombre Vientos de la Patagonia I S.A., la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA), compañía estatal destinada a la expansión energética en el país que posee 80% de las acciones de la sociedad, ha intentado lanzar el primer parque eólico de gran potencia del país. Los objetivos de Vientos de la Patagonia I han sido dar comienzo a una producción de energía eólica de peso, así como estimular la fabricación, instalación y operación local de los equipos generadores. El proyecto, cuya ambición es la construcción de un parque de 60 MW (aproximadamente 40 aerogeneradores) cerca de Comodoro Rivadavia, comenzó en 2006 y registra magros avances a la fecha.

La Licitación Pública Nacional e Internacional N° EE 001/2009, más conocida como GenRen I, lanzada por ENARSA a instancias del Ministerio de Planificación constituye el mayor estímulo brindado al despliegue de las energías renovables por parte del gobierno. GenRen I contempla la adjudicación de 1.015 MW de nuevas centrales de generación eléctrica de diferentes fuentes alternativas a desarrolladores privados. Una potencia global de 500 MW fue adjudicada a proyectos de parques eólicos de hasta 50MW.

Al registrarse un gran interés por parte de los oferentes, que ofrecieron en conjunto más de 1.000 MW en diferentes propuestas, ENARSA decidió adjudicar 200 MW adicionales de fuente eólica a los participantes de GenRen I en una segunda convocatoria de ofertas realizada en 2010, cuya adjudicación está condicionada por el cumplimiento de la primera etapa.

Los lineamientos básicos de GenRen I para proyectos eólicos dan libertad a los privados para decidir el emplazamiento de los proyectos, a condición de presentar estudios técnicos y ambientales que garanticen la viabilidad de cada propuesta. El pliego prevé una remuneración al generador fija en dólares durante el período de explotación del parque fijado en 15 años. Dicho pago sería garantizado por contrato y efectuado mediante la firma de un acuerdo de compra de energía (PPA), quedando el adjudicatario privado a cargo de los costos de inversión para la puesta en marcha de la instalación.

Para clasificar los proyectos más aptos desde el punto de vista económico, se optó por privilegiar aquellos que habiendo aprobado la factibilidad técnica, presentasen el menor precio de venta de electricidad a la compañía transportista, expresado en US\$/MWh²⁶.

²⁶ Además del precio más atractivo, se ponderó el menor plazo de puesta en marcha de la instalación y el mayor porcentaje de componentes nacionales.

Cabe mencionar que los adjudicatarios fueron en la mayoría de los casos empresas nacionales vinculadas con el sector de infraestructura, particularmente grupos constructores sin experiencia previa como generadores de energía eléctrica. El precio promedio ofrecido por la energía eólica se situó en 127 U\$S/MWh (ver Anexo VIII.2).

Desde el punto de vista regulatorio, GenRen I estipula la venta de energía de ENARSA a CAMMESA en virtud de la resolución SE 712/09 (ver Anexo VIII.4). El contrato con el oferente está respaldado ante un incumplimiento de ENARSA por una garantía de US\$ 1.000 millones incluidos en el presupuesto nacional. ENARSA no adquiere bienes, sino el producto de la generación de la central. Tampoco se hace cargo del financiamiento, pero el BICE incluyó dentro de sus líneas de crédito una línea específica para generación de energía alternativa. La línea posee un fondo de US\$ 100 millones, entregándose por proyecto hasta US\$ 10 millones. Se está estudiando ampliar esta oferta.

A nivel provincial, la Agencia de Promoción y Desarrollo de Inversiones de Neuquén (ADI-NQN) lanzó dos licitaciones en 2011 para estudiar el potencial eólico de áreas seleccionadas en tierras privadas o propiedades fiscales. Las áreas fueron adjudicadas a los desarrolladores que ofrecieron el mayor canon anual para los proyectos de parques eólicos, expresado en US\$/MW.

2. Rasgos del mercado eólico del Brasil

Un mismo punto de partida

Asumiendo que los parques eólicos en funcionamiento en la Argentina son técnica y comercialmente poco representativos de las instalaciones que se proyectan actualmente en el país y que prevalecen en mercados más avanzados, estimamos conveniente traer a colación los desarrollos de los últimos años en el mercado eólico del Brasil para diseñar un posible curso de acción en la Argentina. Salvando las claras distancias entre uno y otro país, es de destacar que a comienzos de 2004, ambos poseían alrededor de 25 MW de potencia eólica instalada. El curso de los acontecimientos determinó que hoy Brasil se acerque a los 1.000 MW eólicos instalados (representa el 0.9% de la potencia global instalada: 115 GW) con una tendencia creciente, lo que lo posiciona como un mercado importante, aunque aún alejado de los líderes: China y EEUU. Argentina, por otro lado, cuenta con aproximadamente 50 MW eólicos en funcionamiento sobre un total de 29.275 MW de potencia de todas las fuentes. Tanto Brasil como Argentina cuentan con recursos eólicos de

buena calidad, así como una infraestructura eléctrica aceptable para admitir una mayor penetración eólica.

Mercado eléctrico en años recientes

La matriz energética del Brasil posee un elevado componente de fuentes renovables -aproximadamente 85% de su producción energética- con una fuerte presencia de generación hidroeléctrica.

A principios del siglo XXI, una sequía en el país produjo severos cortes de energía que afectaron su economía y propiciaron un programa de racionamiento energético, lo que estimuló la diversificación de fuentes alternativas a la hidroeléctrica.

Con la entrada en vigor de la ley 10.848/2004, el valor de la generación de energía comprada por las distribuidoras para revender a sus consumidores pasó a ser definido por subastas públicas. De esta forma, se consigue por efecto de la competencia bajar los precios de la oferta.

Promoción de energías alternativas

La promoción de la eólica en Brasil distingue tres fases:

- a) 1992-2002: Iniciativas académicas de algunas concesionarias de energía y del Estado
- b) 2002-2010: Aplicación del programa PROINFA
- c) Desde 2009: Subastas para contratación de energía

En 2002, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil lanza el “*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)*”, cuyo objetivo es el uso de otras fuentes renovables como la eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. La introducción de Proinfa llevó la potencia instalada de 22 MW en 2003 a más de 600 MW en 2009.

Brasil realizó su primera subasta exclusiva de energía eólica en 2009, buscando diversificar su matriz energética. Las empresas extranjeras mostraron interés por el acontecimiento, con la expectativa de construir 2 GW en parques eólicos, mediante una inversión superior a los US\$ 6.000 millones hasta el 2011. Dos subastas adicionales tuvieron lugar en agosto de 2010, resultando en más de 3 GW de capacidad licitada para el 2013²⁷. En la

²⁷ “Taking the bull by the horns”, Revista Wind Directions Vol. 30, enero de 2011

práctica, los contratos de los mayores parques eólicos han recaído en grandes corporaciones nacionales.

Los objetivos de la Asociación Brasileira de Energía Eólica y el gobierno pretenden alcanzar 10 GW de energía eólica instalada para el 2020.

En la actualidad, varias de los principales fabricantes de aerogeneradores poseen o están montando sus propias plantas de producción en Brasil, lo que ratifica su posición de vanguardia en Latinoamérica. La política de componentes locales mínimos –el “compre nacional”- de los bancos nacionales ha jugado un rol en este aspecto. Esta medida exige un 60% de componentes (en peso) de origen local para acceder a financiamiento subsidiado.

Los precios de venta de energía ofrecidos en las subastas más recientes figuran entre los más competitivos del mundo para PPAs a 20 años²⁸. Esto está íntimamente ligado a las facilidades de financiamiento que otorgan instituciones como el Banco Nacional de Desarrollo de Brasil (BNDES) para firmas que fabrican componentes de los aerogeneradores en el país. La subasta energética adjudicada en agosto de 2011, abierta a distintas formas de generación, aceptó ofertas de 44 proponentes eólicos a un precio de venta promedio de 62,07 US\$/MWh, por debajo de las ofertas de generación a partir del gas natural y la hidroeléctrica²⁹.

Una mirada crítica al boom de la energía eólica en Brasil no debe soslayar la dependencia de las subastas en lugar de un marco regulatorio de largo plazo. Expertos han detectado cuellos de botella en la insuficiente disponibilidad de grúas para montar las máquinas. Otros elementos que dificultan una mayor expansión de la eólica son los altos impuestos de importación de 14%, los costos del acero 70% superiores al promedio (asociados a la política de componentes nacionales mínimos) y algunas restricciones de la infraestructura eléctrica existente.

3. Situación macroeconómica

La Argentina acusa carencias de inversión en infraestructura energética que vienen de la mano con la dificultad del acceso al crédito a tasas bajas. La mala

²⁸ Appleyard, David: “Latin America warms to wind”, Renewable Energy World Magazine, octubre 2010

²⁹ “Price of wind lower than gas, hydro in Brazil auction”, Renewable Energy World Magazine, agosto 2011

calificación crediticia del país está asociada a las señales confusas que envía a los mercados internacionales. Es así que el cese del pago de la deuda con el Club de París, foro destinado a coordinar las formas de pago y renegociación de deudas externas de los países, ha sentado malos precedentes para la rehabilitación del país como destino de inversiones. La falta de crédito en el sector energético se aprecia no solo en las demoras de los oferentes de GenRen I para comprometer las inversiones en parques eólicos con tarifas preferenciales, sino en la reciente compra de generadores de ciclo combinado al contado que hizo el país, lo cual no es usual en un mundo en que los proyectos eléctricos de envergadura se ajustan a esquemas muy acomodados de endeudamiento³⁰.

En un artículo publicado a principios de 2011, el ex-secretario de energía de la Nación, Jorge Lapeña, comentó que durante todo el año 2010 el gasto que la Administración Nacional destina a subsidios ascendió a Ar\$ 48.032 millones, lo que constituye un 47% más que lo gastado en 2009, siendo liderado el incremento de los subsidios por el sector energético, que recibió en el año 2010 unos Ar\$ 26.000 millones, un 63% más que en 2009. Destaca de los subsidios energéticos su elevado costo –superan el 2% del PBI- y crecimiento explosivo. Menciona asimismo cómo la brecha entre lo pagado por los usuarios en concepto de tarifas y el costo de adquisición tiende a agrandarse con el tiempo debido a la caída de la producción nacional de hidrocarburos que, combinada con el aumento de la demanda, requiere importaciones crecientes de alto costo, fenómeno que impulsa mayores subsidios. El autor advierte sobre las dificultades en costos políticos y económicos que deben afrontar los gobiernos a la hora de retirar este tipo de subsidios. Hay ejemplos recientes en el sur de Chile con el gas natural y en Bolivia con los combustibles líquidos³¹.

4. Mercado eléctrico argentino

Desde la promulgación de la Ley 24.065, en enero de 1992, se constituyó en Argentina el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), donde convergen la oferta y la demanda. Dentro del MEM se distinguen los mercados spot y a término.

³⁰ Nielsen, Guillermo: “El Club de París y la falta de billetes”, publicado en La Nación el 20/01/2011

³¹ “Los subsidios a la energía impiden políticas mejores”, publicado en Clarín el 16/02/2011

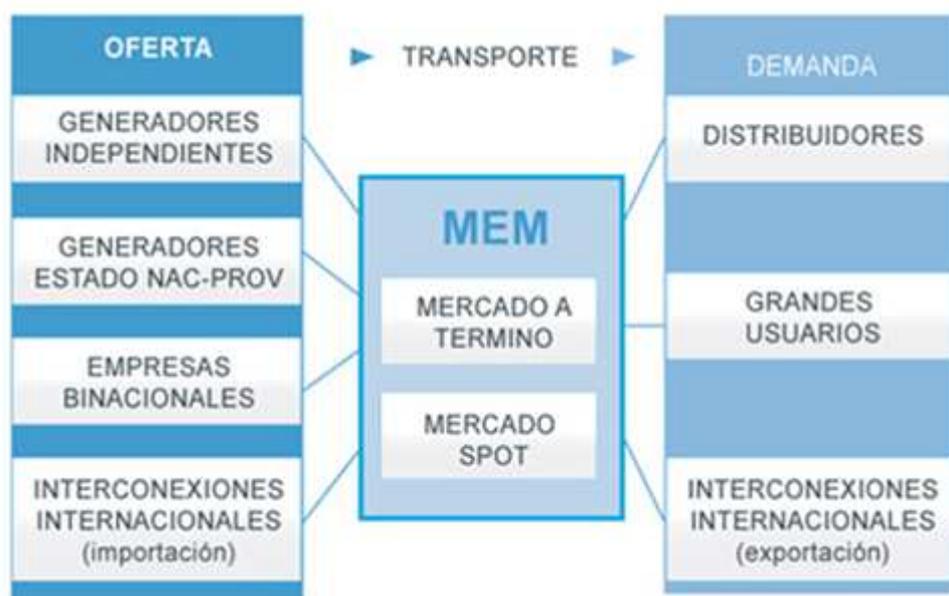
El mercado spot se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento. En este mercado, el precio de la energía eléctrica es definido en función del costo marginal de la última máquina requerida para abastecer la demanda programada. El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado (PM).

El mercado a término o de contratos consiste en acuerdos de mediano a largo plazo entre generadores y distribuidores o grandes usuarios. La cantidad de energía a suministrar y su precio se negocian entre las partes.

La ley 24.065 fue acompañada por un programa de privatizaciones de empresas nacionales, originalmente integradas en forma vertical.

La mencionada ley planteó una regulación que promueve la libre competencia con una participación menor por parte del Estado en el ámbito empresarial, persiguiendo la reducción de costos, la libre competencia y la transparencia.

El cuadro siguiente distingue a los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):



Fuente: Transener

Los actores del MEM son:

Generador: empresa dedicada a la producción de energía a partir de fuentes convencionales o no convencionales que vierte su producción al sistema de

transporte o distribución de energía. La capacidad instalada de generación del MEM fue de 27.045MW en 2009³².

Transportista: es el titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la Ley 24.065. Es responsable de la transmisión y transformación vinculada a ésta desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario según sea el caso.

Distribuidor: es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

Grandes usuarios: los consumidores de energía eléctrica vinculados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)³³ pueden adquirir su energía a través de un distribuidor de su área o directamente a un generador o comercializador reconocido del MEM.

Los grandes usuarios del MEM se agrupan en categorías, en función de su consumo:

- Grandes Usuarios Mayores (GUMA): más de 1 MW
- Grandes Usuarios Menores (GUME): entre 30 kW y 2 MW
- Grandes Usuarios Particulares (GUPA): entre 30 kW y 100 kW

El Mercado Eléctrico Argentino comprende a los siguientes organismos reguladores:

Secretaría de Energía:

- Define políticas para el sector y supervisa su cumplimiento
- Otorga el Reconocimiento de Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista
- Resuelve los Recursos que se interpongan en contra de actuaciones del ENRE
- Autoriza Ampliaciones de la Red

CAMMESA:

- Gestiona el despacho técnico y económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

³² Fuente: CAMMESA

³³ El SADI es el sistema primario de transporte de energía eléctrica en la Argentina. Está constituido por líneas de transporte y estaciones transformadoras.

- Maximiza la seguridad del sistema y la calidad del servicio
- Minimiza los precios mayoristas del mercado spot
- Supervisa el funcionamiento del mercado a término
- Efectúa las transacciones económicas y de administración de cuentas
- Evalúa técnicamente las solicitudes de acceso al SADI
- Dicta procedimientos técnicos

ENRE:

Vela por el cumplimiento de la legislación vigente. Dicta reglamentos en:

- Normas y Procedimientos Técnicos
- Medición y Facturación
- Control y Uso de Medidores
- Calidad de Servicio
- Seguridad
- Interconexión y Desconexión, etc.
- Establece las bases para el cálculo de tarifas
- Aplica Penalizaciones
- Realiza Audiencias Públicas

La operación y mantenimiento del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión se realiza a través de la empresa de capitales públicos y privados Transener.

En la práctica, la normal operación del sistema eléctrico se vio afectada por la sanción de la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario. Dicha ley, sancionada en 2002 y originalmente con vigencia hasta fines de 2003, declaraba la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria.

El artículo 8° de dicha ley dispone que en los contratos celebrados por la Administración Pública, como los de servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio un peso (Ar\$ 1) = un dólar estadounidense (US\$ 1).

La promulgación de esta ley y su extensión en el tiempo transformaron al MEM, inicialmente un mercado basado en la competitividad y la eficiencia en uno que subsidia la demanda mediante fondos del Tesoro Nacional. En la actualidad, el

precio de mercado spot publicado en forma horaria por CAMMESA (aprox. 30 US\$/MWh) no refleja los costos verdaderos de la producción energética (ver Anexo VIII.3).

El Anexo VIII.4 resume el marco regulatorio que rige en el país sobre la actividad de generación eolo-eléctrica.

5. Análisis financiero de un parque eólico de 50MW

Nos parece ilustrativo efectuar un análisis de sensibilidad sobre la rentabilidad de un proyecto de parque eólico de 50 MW, compuesto por 25 aerogeneradores de potencia unitaria 2 MW. Los valores indicados se basan en un estudio realizado en 2010 para una instalación al sur de la Provincia de Buenos Aires. En aquella ocasión fueron comparadas diez alternativas de parques basadas en tecnologías distintas. Se tomó como caso base un ejemplo representativo de la muestra. Estos resultados deben ser tomados como una referencia, admitiendo que del estudio de cada caso particular de parque eólico surgirán incertidumbres y costos reales que pueden diferir de los mencionados en el presente análisis.

Para la prefactibilidad económica se adoptaron las siguientes suposiciones:

Condiciones de venta de la energía: PPA por 20 años firmado con CAMMESA. Precio de venta fijo de 85 US\$/MWh.

Impuesto a las ganancias: alícuota de 35%. Se considera un solo pago anual por la totalidad de este concepto. Se considera el beneficio impositivo que marca la Ley 26.190, que permite la amortización de las obras civiles en la mitad de su vida útil; es decir 10 años. Esto es válido siempre que la inversión se realice durante los primeros 12 meses posteriores a la aprobación del proyecto.

Amortizaciones: se considera que el 95% de la inversión corresponde a conceptos amortizables. Se considera que el valor de rezago de la infraestructura compensa el costo de desmantelamiento del parque al final del año 20.

Composición de capital: 30% capital propio y 70% endeudamiento.

Costo de endeudamiento en US\$: tasa: 8,82%, plazo: 10 años, período de gracia: 1,5 años³⁴.

Tasa de corte: retomaremos la estimada en el punto 5.2. de la tesis.

Impuesto al Valor Agregado: no se considera incidencia financiera, pues se aprecia una compensación en el ritmo de ingresos y erogaciones por este concepto.

Tampoco se computa el efecto financiero del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (equivalente al 1% del total de los activos al cierre del ejercicio comercial).

Inflación: se desconoce su incidencia en cada uno de los rubros del flujo de fondos. No se considera para este estudio.

Costos hundidos: la inversión en el equipamiento para medición de viento, así como costos relativos a los trámites de aprobación del parque se consideran costos hundidos.

Otros datos del proyecto son:

Factor de capacidad (P-50) luego de descontar pérdidas³⁵: 36,9%

Transporte: procedencia de las partes: puerto de Hamburgo. Transporte por vía marítima hasta el puerto de Bahía Blanca. Transporte terrestre al emplazamiento del parque.

Condiciones de compra de los aerogeneradores: pago de 20% al cierre de orden de compra; 60% tras despacho EXW (Incoterms 2000); 5% al envío al sitio; 10% al cierre del montaje mecánico y saldo 5% tras la puesta en marcha.

Infraestructura civil: 20 km de caminos internos de ripio con alcantarillas; 25 fundaciones por un total de 12.000 m³ de hormigón armado; acondicionamiento de 25 plataformas de izaje para grúas de 35 m x 45 m.

Infraestructura eléctrica: subestación 13,2/33/132 kV en predio de 100 m x 100 m; 20 km de trincheras para cableado interno; 60 km de cableado interno de

³⁴ Se presume, a los efectos del análisis, que un proyecto de estas características calificaría para obtener un préstamo en estas condiciones. En el análisis de sensibilidad se evaluarán otras tasas.

³⁵ Pérdidas consideradas: pérdidas eléctricas internas (1,2%), pérdidas de mantenimiento de subestación transformadora (0,5%), indisponibilidad de red (1,3%).

potencia y fibra óptica. No se ha considerado la extensión de líneas de alta tensión.

Seguros considerados: (a) de transporte; todo riesgo de obra civil y montaje; responsabilidad civil; (b) durante operación: maquinaria e interrupción de producción.

Fabricante Aerogenerador		X
<i>Número de aerogeneradores</i>		25
<i>Potencia total parque eólico</i>		50 MW
<i>Potencia nominal aerogenerador</i>		2.000 kW
<i>Diámetro rotor</i>		80 m
<i>Altura buje</i>		80 m
<i>Clase de viento IEC</i>		IA
<i>Indisponibilidad técnica anual aerogenerador</i>		5,0%
Producción de energía anual		
<i>Eficiencia energética parque eólico (%)</i>		94,6%
Factor de capacidad después de pérdidas P-50		36,9%
<i>Producción de energía anual P-50</i>		166.428 MWh
Factor de capacidad después de pérdidas P-75		34,2%
<i>Producción de energía anual P-75</i>		154.100 MWh
Factor de capacidad después de pérdidas P-90		31,4%
<i>Producción de energía anual P-90</i>		143.178 MWh
CAPEX		Valores en US\$
Costo por aerogenerador		2.990.411,0
Total aerogeneradores		74.760.274,0
Repuestos		856.164,4
Aduana		
<i>Costos despachante de aduana (sobre CIF)</i>	0,25%	179.525,7
<i>Costos extra (sobre CIF)</i>	0,50%	359.051,4
<i>Seguro de transporte</i>	0,15%	112.140,4
Infraestructura civil		7.831.490,6
Infraestructura eléctrica		10.542.434,1
Varios		
<i>Procedimientos conexión, equipamiento oficina</i>		115.000,0
<i>Seguro todo riesgo</i>	0,33%	312.695,1
Otros	3,00%	2.852.063,3

TOTAL CAPEX		97.920.838,8
Valor MWh/año (P-50)		588,4 US\$/MWh/año
OPEX		
Costo estimado de mantenimiento equipos		
<i>Costo fijo anual</i>		1.643.835,6
Costos técnicos y comerciales		
<i>Impuesto de conexión + tarifa (TRANSBA, Res ENRE 328/09)</i>		397.061,1
Cobertura de seguro		
<i>Responsabilidad Civil US\$ 1.200.000</i>		4.369,0
<i>Maquinaria e interrupción de producción</i>	0,25%	244.802,1
Alquiler del campo		100.000,0
Costos administrativos		260.000,0
Otros		32.575,8
TOTAL OPEX		2.682.643,6

Costo por unidad de potencia

Para el mismo proyecto de 50 MW se consideraron distintas tecnologías de aerogeneradores, cuyo costo por unidad de potencia instalada varió entre 1.818 US\$/kW y 2.223 US\$/kW. El costo del proyecto estudiado es 1.958 US\$/kW.

A efectos comparativos, con datos de diciembre de 2009 de Brasil, los valores de la subasta eléctrica de entonces arrojaron costos entre 2.000 y 2.500 US\$/kW. Para el caso de Uruguay, los costos rondan los US\$ 1.900 por kW instalado³⁶.

Al respecto cabe mencionar que el costo de los equipos depende, entre otros, de aspectos relativos a la escala comercial. En consecuencia, desarrolladores de parques eólicos que poseen convenios globales con fabricantes pueden obtener tratamientos especiales en la adquisición de los aerogeneradores.

Costos de operación y mantenimiento

³⁶ Análisis de Rentabilidad para Parques Eólicos en Uruguay, Dirección Nacional de Energía, junio 2011

Los costos de operación y mantenimiento anuales para la tecnología seleccionada se situaron en 9,88 US\$/MWh, situándose el rango de la muestra entre 3,9 y 13,4 US\$/MWh. Expresados como porcentaje de la inversión inicial, son 1,68%.

En España, el costo de operación y mantenimiento ronda los 10 US\$/MWh. En Brasil, dicho costo va de 9,5 a 18 US\$/MWh y en Uruguay alcanza 7,5 US\$ por MWh generado.

A la luz de la comparación de costos, se puede inferir que tanto la inversión en el parque eólico, como sus costos de operación y mantenimiento presentan valores en línea con los de los mercados vecinos.

Caso base

A continuación se presenta el flujo de caja para el caso analizado. A partir de este modelo se realizaron los estudios de sensibilidad.

Se advierte desde un principio la baja liquidez del proyecto, que es característica de las inversiones en infraestructura. El período de recupero es de 13 años.

Los precios de venta de energía evaluados en el análisis de sensibilidad van de 62 a 127 US\$/MWh, cubriendo un rango de valores que permiten comparar el proyecto con uno equivalente estudiado en el mercado uruguayo, cuyos resultados se incluyen en el Anexo VIII.5.

Financiamiento de Parques Eólicos en Argentina – Ing. Mariano Romero

Cash Flow	30%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	
parte Capital propio	29.376.252																						
parte deuda	68.544.587																						
inversión total	97.920.839																						

Premisas:	1.958	US\$/kW
P-50	85,00	US\$/MWh
Inversión	8,82%	Se asume cancelación de préstamo en 10 años con 1,5 años de gracia.
Precio de venta energía	9%	Amortización obras de infraestructura: 14 años (ley 25.924)
Tasa de interés préstamo		
Amortización obras de infraestructura: 14 años (ley 25.924)		
Conceptos amortizables		

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
Inversión inicial	-29.376.252																						
Venta energía	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	14.146.412	
OPEX	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	-2.682.644	
Intereses capital	-6.045.633	-5.743.351	-5.138.788	-4.534.224	-3.929.661	-3.325.098	-2.720.535	-2.115.971	-1.511.408	-906.845	-302.282	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amortización instalaciones	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	-6.644.628	
Imp. a las ganancias 35%	-1.226.492	-924.211	-319.647	284.916	0	0	0	-69.330	-734.512	-946.109	-1.157.706	-1.369.303	-1.580.901	-1.886.699	-2.212.319	-2.644.628	-3.132.441	-3.726.128	-4.389.840	-5.138.788	-5.984.224	-6.929.661	
Utilidad luego de imp.	-1.226.492	-924.211	-319.647	284.916	0	0	0	-69.330	-734.512	-946.109	-1.157.706	-1.369.303	-1.580.901	-1.886.699	-2.212.319	-2.644.628	-3.132.441	-3.726.128	-4.389.840	-5.138.788	-5.984.224	-6.929.661	
Amortización instalaciones	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	6.644.628	
Repago deuda	-3.427.229	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	-6.854.459	
CF bruto	-29.376.252	5.418.136	2.293.188	-529.478	75.085	679.649	1.214.882	1.154.263	1.547.229	1.940.196	2.333.162	2.726.128	3.132.441	3.527.229	3.922.016	4.316.803	4.711.590	5.106.377	5.501.164	5.895.951	6.290.738	6.685.525	7.080.312
CF acumulado	-29.376.252	-23.958.116	-21.664.927	-22.194.405	-22.119.320	-21.439.671	-20.224.789	-19.070.536	-17.523.297	-15.583.101	-13.249.940	-10.523.812	-7.397.972	-3.871.229	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ratio DSCR	1.90	1.25	0.96	1.01	1.06	1.12	1.17	1.23	1.30	1.38	1.46	1.54	1.62	1.70	1.78	1.86	1.94	2.02	2.10	2.18	2.26	2.34	

VAN (10%):	-\$1.660.386,74
VAN (7,54%):	\$5.642.269,63
TIR:	9,35%
Repago:	Año 13
Valor medio Ratio DSCR:	1,36
Flujo acumulado (cálculo IG)	-1.226.492 -2.150.703 -2.470.350 -2.185.435 -1.295.956 198.087

Resultados del análisis de sensibilidad

Caso 1

1.1) Efecto de la variación del costo de la inversión sobre el VAN (en miles de US\$):

		VAN(7,54%) (miles de US\$)		
		Inversión (miles de US\$/MW instalado)		
		1600	1958	2200
Precio US\$/MWh	62 (a)	-8.622	-23.672	-33.815
	79 (b)	9.524	-1.974	-12.118
	85 (b)	12.172	5.642	-4.460
	88 (b)	13.495	8.569	-631
	127 (c)	30.703	26.621	23.870

(a) Caso de subasta Brasil agosto 2011

(b) Valores sensibilidad Uruguay (Anexo VIII.5)

(c) Caso GenRen I Argentina 2010

1.2) Efecto de la variación del costo de inversión sobre la TIR:

		TIR		
		Inversión (miles de US\$/MW instalado)		
		1600	1958	2200
Precio US\$/MWh	62	4,28%	0,36%	-1,57%
	79	11,25%	6,92%	4,21%
	85	12,10%	9,35%	6,30%
	88	12,51%	10,30%	7,36%
	127	17,05%	14,83%	13,64%

Es común que los costos del aerogenerador, incluido el transporte, representen alrededor del 75% de la inversión inicial. La complejidad del emplazamiento puede implicar sobrecostos en la obra civil, así como la construcción de una subestación transformadora o la ampliación de la red eléctrica encarecen la inversión en obra eléctrica.

Caso 2

2.1) Efecto de la variación del factor de capacidad sobre el VAN:

		VAN(7,54%) (miles de US\$)			
		Factor de capacidad			
		30,0%	36,9%	40,0%	45,0%
Precio US\$/MWh	62	-38.469	-23.672	-17.024	-6.301
	79	-20.828	-1.974	6.321	13.094
	85	-14.602	5.642	11.229	16.323
	88	-11.489	8.569	12.676	17.937
	127	16.143	26.621	31.329	38.922

2.2) Efecto de la variación del factor de capacidad sobre la TIR:

		TIR			
		Factor de capacidad			
		30,0%	36,9%	40,0%	45,0%
Precio US\$/MWh	62	-4,13%	0,36%	2,34%	5,58%
	79	1,20%	6,92%	9,57%	11,64%
	85	3,06%	9,35%	11,13%	12,46%
	88	4,00%	10,30%	11,52%	12,86%
	127	12,42%	14,83%	15,82%	17,31%

El factor de capacidad es un concepto fundamental en generación energética. Para granjas eólicas, factores de capacidad iguales o superiores a 35% se consideran altos. En el caso analizado, se han sustraído las pérdidas eléctricas y las pérdidas aerodinámicas por la presencia de otros aerogeneradores en el parque. Asimismo, se toma en consideración la indisponibilidad técnica anual de los aerogeneradores.

Caso 3

Esta variante contempla adoptar valores de beta y tasa de interés de préstamo de capital menos ventajosas, pero acordes a los valores que ofrecería el mercado hoy en día.

El valor beta surgió de hacer un promedio entre los valores de los siguientes operadores de parques: Acciona (1,18); E.ON (1,08); EDP/Horizon (0,71) y RWE AG (0,70). Consideramos que estos valores son aproximados, pues ninguna de estas empresas opera exclusivamente en el mercado eólico. Por otro lado, la tasa de interés del préstamo bancario (k_d) considerada es de 11%, en línea con lo que algunos referentes estiman para el mercado local.

Con los nuevos valores, la tasa de descuento (WACC) sería de 9,34%.

Adicionalmente se compara el VAN para tasas de 8%, 10% y 12%.

3.1) Efecto de la variación de la tasa de descuento sobre el VAN:

		VAN (miles de US\$)				
		Tasa de descuento de los fondos				
		7,54%	8%	9,34%	10%	12%
Precio US\$/MWh	62	-23.672	-24.264	-25.657	-26.186	-27.299
	79	-1.974	-3.307	-6.646	-8.032	-11.399
	85	5.642	4.049	26	-1.660	-5.819
	88	8.569	6.871	2.574	768	-3.700
	127	26.621	23.923	17.086	14.208	7.067

Caso 4

4.1) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre el VAN (en miles de US\$):

		VAN (8,14%)	VAN (7,54%)	VAN (6,94%)
		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio US\$/MWh	62	-24.783	-23.672	-22.976
	79	-4.044	-1.974	-251
	85	1.687	5.642	7.770
	88	3.164	8.569	11.781
	127	19.095	26.621	34.177

Nótese que al modificar la relación deuda/capital, cambia el valor de la tasa de corte (WACC). Los números refrendan la noción de que el capital más caro es el capital propio.

4.2) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre la TIR:

		TIR		
		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio US\$/MWh	62	1,01%	0,36%	-0,39%
	79	6,97%	6,92%	6,85%
	85	8,63%	9,35%	9,74%
	88	9,04%	10,30%	11,28%
	127	12,74%	14,83%	18,33%

Caso 5

5.1) Efecto de la probabilidad de excedencia sobre el VAN:

		VAN (7,54%) (miles de US\$)		
		Probabilidad de excedencia		
		P-50	P-75	P-90
Precio US\$/MWh	62	-23.672	-28.935	-34.374
	79	-1.974	-7.892	-14.823
	85	5.642	-466	-7.923
	88	8.569	3.248	-4.473
	127	26.621	25.962	21.985

5.2) Efecto de la probabilidad de excedencia sobre la TIR:

		TIR		
		Probabilidad de excedencia		
		P-50	P-75	P-90
Precio US\$/MWh	62	0,36%	-1,40%	-2,97%
	79	6,92%	4,62%	2,62%
	85	9,35%	6,80%	4,61%
	88	10,30%	7,92%	5,62%
	127	14,83%	13,92%	13,07%

El efecto de la variación de la probabilidad de excedencia es asimilable a la variación del factor de capacidad.

Nótese el fuerte impacto que posee sobre los valores de TIR y VAN. Su importancia es capital puesto que el viento varía apreciablemente entre un año y otro, impactando en el ingreso por venta de energía.

Caso 6

Sobre el caso base estudiamos la posibilidad de obtener bonos de carbono anualmente durante el período de operación de la granja eólica como ingreso extra por la reducción de emisiones de CO₂.

Para determinar las emisiones de CO₂ que se evitan, se emplea la metodología “ACM0002: Generación de electricidad para la Red, a partir de fuentes renovables” aprobada por la UNFCCC.

Según esta metodología, la producción eléctrica anual del parque -166.428 MWh- debe multiplicarse por un factor de emisión que en el caso analizado es 0,6. Esto resulta en el ahorro de 99.857 ton de CO₂ anuales.

Suponiendo un valor promedio de US\$ 10 por tonelada de CO₂ y una quita de 15% para compensar los gastos de emisión de los CERs, el efecto de los bonos equivaldría a un ingreso extra anual de US\$ 848.784.

En consecuencia, llegaríamos a los siguientes resultados:

6.1) Efecto de los CERs sobre el VAN:

		VAN(7,54%) (miles de US\$)	
		escenario base	con bonos
Precio US\$/MWh	62	-23.672	-15.978
	79	-1.974	6.748
	85	5.642	12.598
	88	8.569	14.275
	127	26.621	32.884

6.2) Efecto de los CERs sobre la TIR:

		TIR	
		escenario base	con bonos
Precio US\$/MWh	62	0,36%	2,30%
	79	6,92%	8,99%
	85	9,35%	10,79%
	88	10,30%	11,25%
	127	14,83%	15,31%

Tanto en el criterio del VAN como en el de la TIR se aprecia el beneficio de suscribir Certificados de Reducción de Emisiones. Mencionaremos que con los valores analizados se reduce el período de recuero de la inversión de 13 años

a 12 años, suponiendo un precio de venta de la energía de 85 US\$/MWh. No obstante, a la fecha resulta complejo conocer el curso de dichos certificados más allá del año 2012, cuando haya vencido el Primer Período de Compromiso del Protocolo de Kioto.

Caso 7

Esta vez analizamos la variación de VAN y TIR suponiendo que se firma un PPA a 15 años y durante el remanente de vida útil del parque -5 años- se vende la electricidad al precio spot actual: 30 US\$/MWh.

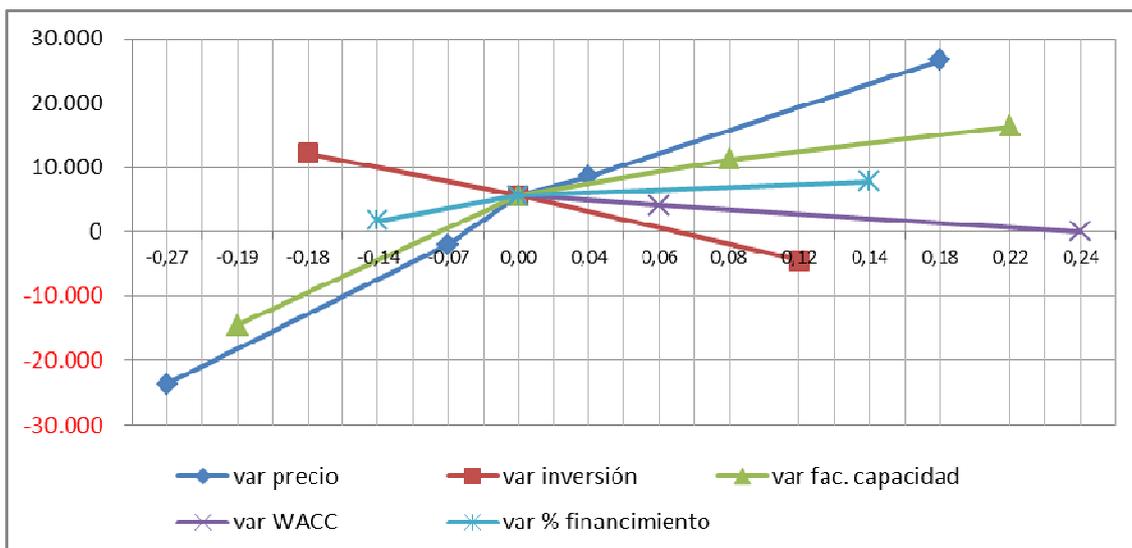
7.1) Efecto de PPA a 15 años + 5 años precio spot sobre el VAN

		VAN(7,54%) (miles de US\$)	
		PPA 20 años	PPA 15 años
Precio US\$/MWh	62	-23.672	-27.654
	79	-1.974	-7.510
	85	5.642	-444
	88	8.569	2.175
	127	26.621	15.722

7.2) Efecto de PPA a 15 años + 5 años precio spot sobre la TIR

		TIR	
		PPA 20 años	PPA 15 años
Precio US\$/MWh	62	0,36%	-3,02%
	79	6,92%	4,04%
	85	9,35%	6,76%
	88	10,30%	7,81%
	127	14,83%	12,46%

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad para la variación de (1) precio de PPA, (2) costo de inversión, (3) factor de capacidad, (4) tasa de descuento y (5) proporción de financiamiento. En el eje de abscisas se muestra la variación respecto al caso base y en el eje de ordenadas el VAN. Las curvas más inclinadas respecto a la horizontal reflejan una mayor sensibilidad a la variación del parámetro en estudio. El caso base está representado por la intersección de las cinco curvas.



A modo de resumen, se puede decir que en Brasil los contratos por venta de energía de parques eólicos se hacen por 20 años y que el precio de venta descendió de 2009 a la fecha de 90 US\$/MWh a 57 US\$/MWh (precio variable). En el caso de Uruguay, con contratos a 20 años, se pasó de 89 US\$/MWh en agosto de 2009 a 65 US\$/MWh en agosto de 2011. En la Argentina, los contratos negociados en GenRen I son a 15 años y el precio medio de venta de energía es fijo, de 127 US\$/MWh.

Un detalle que capta la vista es la diferencia de remuneraciones exigidas por los oferentes en la Argentina, que básicamente duplican los precios de Brasil y Uruguay, donde el costo general de la electricidad es alto. Es de saber que los parques eólicos de GenRen I poseen factores de capacidad iguales o mayores a los de los proyectos de Uruguay y Brasil; por ende, esta exigencia de mayor remuneración no responde a razones de baja productividad del emprendimiento. Esto obedecería a la percepción de riesgo que se tiene en el mercado local para emprendimientos de infraestructura energética y más generalmente para inversiones de largo plazo. Las enormes dificultades que conocen estos proyectos para hallar financiamiento –a la fecha solo dos de los proyectos adjudicados muestran avances considerables- advierten que la mayor rentabilidad del proyecto derivada del precio elevado no es suficiente para convocar préstamos del sector financiero.

Sobre los costos impositivos, mencionaremos que el impuesto a las ganancias posee en la Argentina una alícuota del 35%, lo que constituye una mayor carga tributaria que en los casos de Uruguay (25%) y Chile (17%), pero muy a la par de Brasil (34%).

IX. CONCLUSIONES

Los precios de venta de energía competitivos de parques eólicos en Brasil y Uruguay, países donde los costos globales de la energía están a la vista (ver Anexo IX.1), evidencian que la eólica está cada vez mejor posicionada para expandirse en condiciones de libre mercado. Sostenemos esta idea basándonos en el desarrollo de la tecnología que ha adecuado los aerogeneradores actuales a los requisitos de las redes de transporte eléctrico, así como a los adelantos que permiten moderar la incertidumbre del emprendimiento, desde las mediciones de viento cada vez más exactas hasta la proyección de generación energética a lo largo de la vida útil de una granja eólica.

Desde el punto de vista estratégico y geopolítico, las fluctuaciones de los precios del petróleo y sus derivados en los últimos seis años, así como su rasgo distintivo de recursos limitados en un contexto en que el cambio climático es un tema instalado en la agenda internacional, contribuyen a generar interés en las llamadas fuentes alternativas, dentro de las cuales la eólica cuenta con un grado de maduración indiscutible. Es de esperar que la Argentina revise sus políticas energéticas y haga de la gestión inteligente de la energía una prioridad estratégica. A modo de referencia, con los subsidios que el Estado argentino destinó al sector energético entre 2009 y 2010 -alrededor de US\$ 9.800 millones- se hubiese podido ampliar la potencia instalada en 5 GW de centrales eólicas. Deseamos hacer hincapié en que las erogaciones en combustible para alimentar centrales térmicas y los subsidios para mantener las tarifas en niveles bajos constituyen gastos y no inversiones que permanecen en el tiempo.

Los Estados que están a la vanguardia en materia energética brindan estímulos de distinto tipo al desarrollo de parques eólicos, percibiendo beneficios sociales y ambientales. La Argentina, dotada de excelentes recursos eólicos en gran parte de su geografía, posee una oportunidad valiosa de desarrollar zonas postergadas para contribuir a su descentralización. Además de aportar al equilibrio intraterritorial por situarse mayormente en zonas rurales, la energía eólica crea cinco veces más puestos de trabajo que las fuentes convencionales.

Argentina, a diferencia de Brasil, ha mostrado un tímido interés por la implementación de políticas energéticas sustentables. La ley 26.190 no alcanza a ser un instrumento categórico para conseguir la materialización de las inversiones que el sector energético requiere. La limitada participación en

proyectos MDL de la Argentina refleja el magro desarrollo de las soluciones sustentables en el país.

De forma general, podríamos señalar los principales obstáculos que se presentan en el país para el mayor despliegue de parques eólicos.

- Falta de instituciones e instrumentos para transformar iniciativas en proyectos concretos
- Prácticas empresariales que no brindan estímulos al capital de riesgo, materializado en socios minoritarios interesados en apostar a negocios innovadores
- Ausencia de un plan maestro para conseguir el objetivo de 8% de consumo de energías renovables en el 2016 (ley 26.190)
- Desarrollo limitado de los mercados de capital. Falta de recursos humanos para evaluar la factibilidad económica de centrales eólicas

El análisis de sensibilidad realizado para un parque de 50 MW pone de manifiesto que la generación de energía puede constituir un negocio rentable en la medida en que se garantice la estabilidad de las remuneraciones y el sector financiero ponga a disposición del emprendedor financiamiento en línea con el requerido para obras de infraestructura que proveerán beneficios en el mediano y largo plazo. Las líneas de crédito actualmente disponibles en el mercado argentino suelen ofrecer períodos de repago en el entorno de los cinco años o limitan los préstamos a importes bajos, insuficientes para proyectos de parques eólicos que superen unas pocas turbinas.

Como en toda inversión, existen ciertos riesgos que en nuestro caso son la calidad del recurso eólico, la remuneración y los costos entre otros. El desarrollador puede combatir estas fuentes de incertidumbre mediante un proyecto sólido en lo técnico y la firma de contratos de compraventa de energía y de mantenimiento para determinar valores que incidirán en el flujo de caja durante la vida del parque.

La descripción cualitativa de los instrumentos financieros ha ocupado una parte importante del presente trabajo. Brindar datos numéricos de las condiciones de financiamiento no es tarea sencilla, pues las instituciones crediticias son reacias a revelar ese tipo de información, si la poseen. Además, cada central eólica posee características únicas, lo que hace improbable que existan condiciones “estándar” para créditos a emprendimientos de esta clase. No obstante lo expuesto, referentes nacionales de la eólica sostienen que las tasas de crédito a las que puede acceder un proyecto como el analizado en el punto

VIII.5. oscilan entre el 10% y el 14% anual en dólares (3% al 5% en el caso de Uruguay). Es evidente que la mala percepción crediticia que arrastra la Argentina condiciona la calidad de los préstamos de bancos de cooperación y penaliza los proyectos locales. Al respecto, agregan los mismos referentes que resolver el pago de la deuda contraída con el Club de París brindaría al país acceso a crédito más barato.

Los bonos de carbono no representan una fuente principal de financiamiento, pero mejoran la rentabilidad de un proyecto, pudiendo llegar a viabilizar parques con números muy ajustados. Hay que tener presente que el curso de los bonos de carbono es muy fluctuante. Sin embargo, los créditos de carbono, que operan sobre los años de producción del parque eólico, pueden venderse con anticipación para obtener financiamiento para el parque. Confiamos en que próximamente los Estados resuelvan la continuidad del Protocolo de Kioto para que estas herramientas no se desvirtúen por la incertidumbre que pesa sobre su futuro.

En el marco de esta tesis hemos evaluado la aptitud de diferentes instrumentos financieros con aceptación en mercados eólicos prósperos. Dentro de éstos, el feed-in tariff y las subastas constituyen dos ejemplos que han demostrado su potencial para lograr una expansión de las granjas eólicas y de su cadena de valor agregado: desarrolladores, fabricantes de turbinas, consultores, proveedores de servicios de operación y mantenimiento y otros. Estimamos que a la larga estos mecanismos se arraigarán en la Argentina para brindar un ámbito adecuado al avance de la eólica.

En síntesis, la energía eólica asoma como alternativa de rápida implementación para mitigar los problemas de falta de generación eléctrica que acusa el país. Su utilización comporta ventajas como ser el control de costos de operación, puesto que no emplea combustible, la adaptación a entornos geográficos diversos causando un impacto ambiental bajo y la generación de fuentes de trabajo en zonas tradicionalmente postergadas.

Consideramos que en el mediano plazo habrá un crecimiento de la eólica que responderá a la necesidad de suplir con nuevas fuentes de generación la demanda incremental de energía. Aunque no se vislumbra claridad sobre el marco normativo de la actividad y al presente no se han revertido los efectos de la Ley de Emergencia Pública del 2002 (que fue una medida de coyuntura), en la actualidad algunas iniciativas de privados van configurando una nueva ola de inversiones en parques de pequeño y mediano porte (hasta 50 MW). En algunos casos, propietarios de centrales eléctricas del país están cobrándose

deudas con el Estado con la condición de ampliar la capacidad de generación. Parte de las nuevas inversiones recaerían en centrales eólicas.

Pensando en el largo plazo, se impone una revisión profunda de las políticas energéticas del país para definir una matriz energética equilibrada que refleje las ventajas comparativas del país y sea viable en términos económicos y de sustentabilidad. A nuestro entender, esta matriz debería incluir un componente de generación eólica considerable.

Esta conclusión convalida la hipótesis central que afirma que la baja producción eolo-eléctrica del país responde a (1) la provisionalidad de las normas que rigen el sector y (2) dificultades de acceso al capital y no a cuestiones de orden técnico. Del mismo modo, tras analizar el funcionamiento del MEM, repasar las leyes que rigen la actividad de generación a nivel nacional, estudiar las herramientas de promoción y las formas de financiamiento primordiales consideramos que se dio cumplimiento a los objetivos de la tesis.

X. CONSIDERACIONES FINALES Y RECOMENDACIONES

Vivimos una época de cambios muy profundos. Las secuelas de la crisis financiera son palpables en la economía global, a la vez que el ascenso de China e India junto a otros mercados emergentes enmarcan un período caracterizado por la demanda sostenida de recursos naturales, sea en la forma de alimentos de origen animal o vegetal o explotación del suelo mineral.

El contexto ha sido en extremo beneficioso con las condiciones naturales de la Argentina y le ha permitido crecer de forma sostenida. Sin embargo, a nuestro entender, las condiciones económicas globales no se han aprovechado suficientemente para convertir el crecimiento en desarrollo legítimo.

Los procesos productivos que caracterizan a los Estados desarrollados están ligados a la energía, su obtención y su uso racional. En consecuencia, el tratamiento de la energía integra las decisiones estratégicas más sensibles de su política. El manejo del sector energético argentino de los últimos años exhibe matices; por un lado, la interconexión nacional mediante líneas de alta tensión constituye un logro importante; por otro, la moderada inversión en generación nueva y la escasa diversificación de la matriz eléctrica pone en tela de juicio la efectividad de las políticas sectoriales.

El modelo alemán de financiamiento de parques eólicos mediante la emisión de acciones puso en manos de muchos pequeños inversores la posibilidad de obtener un retorno por su inversión, contando con el respaldo de una tarifa de venta de energía garantizada por ley. Entre estos inversores se hallan particularmente los mismos habitantes de la región donde se instala el parque. Muchos de ellos propietarios de campos, intuyen que un año malo para sus cultivos se puede compensar parcialmente con retornos por la producción de los aerogeneradores del parque.

La Argentina de hoy adolece de una escasez de instrumentos financieros para captar el ahorro de los inversionistas. Si se consiguiera garantizar por ley la estabilidad de condiciones para emprendimientos en granjas eólicas, éstas podrían constituir una oportunidad de inversión atractiva para el individuo que aspira a diversificar su cartera de valores. Por otro lado, los proyectos mejor elaborados contarían de esta forma con financiamiento a tasas más bajas.

Por todo lo mencionado anteriormente, consideramos recomendable un plan de acción que contemple los siguientes puntos:

- Establecimiento de un marco regulatorio con visión de largo plazo que contribuya a generar confianza en el inversor y en última instancia costos menores de capital. Esto incluiría la posibilidad de cerrar contratos de compra de energía a largo plazo con garantías adecuadas.
- Sinceramiento gradual de los precios de la electricidad y mecanismos de compensación para los generadores basados en la eficiencia de su producción, ponderando las externalidades de cada fuente de energía.
- Expansión de la red eléctrica nacional para poder transportar energía de las regiones con mejores vientos al resto del sistema interconectado.
- Constitución de un verdadero banco nacional de desarrollo a imagen del BNDES de Brasil, con la función de canalizar fondos para el desarrollo de la infraestructura nacional y apoyar a la Pequeña y Mediana Empresa que puede ser impulsora de proyectos energéticos descentralizados.

Como es de esperar, el abordaje de la temática de la tesis abre nuevas incógnitas sobre el rol de la energía eólica en la Argentina. Algunos temas que merecen profundizarse son los efectos sociales de la generación eólica, la potencialidad de la Patagonia como exportador de energía, el desarrollo de una industria eólica nacional, la evaluación de proyectos según la metodología de las opciones reales y la complementariedad del uso agro-ganadero del suelo con la explotación eólica.

XI. BIBLIOGRAFÍA

Appleyard, David: “Latin America warms to wind”, Renewable Energy World Magazine, octubre 2010

Badelin, Alexander: “Instruments for supporting Renewables”, ISET, Kassel, 2004

Bergelín, Juan: “Intenciones verdes, finanzas rojas”, Revista CleanEnergy N. 3, febrero / marzo 2011

Brigham, Eugene; Houston, Joel: “Fundamentos de administración financiera, 10ª Edición”, Thomson Editores, México, 2005

Chiriboga, Gil-Pugliese y otros: “Evaluación de inversiones en generación eólica en Argentina”, CIDEL, 2010

Douglas, Bruce; Azau, Sarah: “Taking the bull by the horns”, Wind Directions Vol. 30, enero 2011

Fénix, Avelardo: “Gigantes dormidos”, Revista Golfo San Jorge # 1, agosto/septiembre 2011

Hille, Georg: “Calculation of wind farm profitability”, ISET, Kassel, 2004

Jacobs, David: “Best Practice Examples - Quota Obligations and Tender Schemes”, conferencia en Organization for Security and Cooperation in Europe, Baku, Azerbaiyán, diciembre 2009

Lapeña, Jorge y otros: “Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino”, Buenos Aires, 11 de marzo 2009

Lapeña, Jorge: “Los subsidios a la energía impiden políticas mejores”, publicado en Clarín 16/02/2011

López Dumrauf, Guillermo: “Las Opciones Reales: ¿Hacia un nuevo paradigma en valuación?”, 1er Simposio Nacional de Finanzas, Bogotá, julio 2004

Mascareñas, Juan: “El coste del capital”, Universidad Complutense de Madrid, abril 2001

Mayoral, Luisa: “Metodología del trabajo de tesis”, Ed. CEAE, 2001

Nielsen, Guillermo: “El Club de París y la falta de billetes”, publicado en La Nación 20/01/2011

Ortega, Pablo: “Recuperaron la fe”, Revista Apertura 204, octubre 2010

Pratt, Lawrence; Rojas, Edgar: “Programas ambientales en bancos latinoamericanos: Una Evaluación”, 2001

Tapia, Gustavo Norberto: “Finanzas verdes”, Ed. Edicon, 2010

Vecchio, Gisela; Vento, Gianfranco: “El financiamiento de inversiones ecocompatibles: La experiencia global y de América Latina”, Ed. Edicon, 2011

Wizelius, Tore: “Conexión a la red de aerogeneradores”, Universidad de Gotland, 2007

Wood, Elisa: “Post-stimulus Financing: Will Renewable Growth Continue?”, RenewableEnergyWorld.com, agosto 2011

“Análisis de Rentabilidad para Parques Eólicos en Uruguay”, Dirección Nacional de Energía, junio 2011

“Integración Energética Regional en América Latina y el Caribe”, Consejo Mundial de la Energía, 2008

“Los Bonos de Carbono todavía no despegan en la Argentina”, Revista Nuevas Energías N°1, diciembre 2010

“Price of wind lower than gas, hydro in Brazil auction”, Renewable Energy World Magazine, agosto 2011

“We can meet goals, just give us the money”, Wind Power Monthly, septiembre 2010

“Wind-hungry Uruguay to launch third tender round in November”, Recharge, octubre 2011

<http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Agentes/condicionesingmem.aspx> (septiembre 2010)

<http://www.ecoticias.com/co2/26014/Globalizacion-y-Cambio-Climatico>

http://en.wikipedia.org/wiki/Feed-in_tariff agosto de 2010-08-22

http://es.wikipedia.org/wiki/Bonos_de_carbono (septiembre 2010)

<http://www.ewec2009proceedings.info/proceedings>

http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=252&Itemid=40

<http://www.dime-eu.org/files/active/0/Cooke%2009-Fang-Renewables-Review.pdf>

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/rexpansion/050620_ewea_report.pdf

http://en.wikipedia.org/wiki/Export_credit_agency (octubre 2010)

http://en.wikipedia.org/wiki/Initial_public_offering (febrero 2011)

http://es.wikipedia.org/wiki/Joint_venture (julio 2011)

http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy_in_Brazil (junio 2011)

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/Energias_Alternativas/index.html (junio 2011)

http://pt.wikipedia.org/wiki/Ag%C3%Aancia_Nacional_de_Energia_El%C3%A9trica (junio 2011)

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> (julio 2011)

http://es.wikipedia.org/wiki/Parques_e%C3%B3licos_en_Argentina (julio 2011)

<http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-un-project-finance> (octubre 2010)

http://es.wikipedia.org/wiki/Project_Finance (octubre 2010)

<http://www.cnv.gov.ar/leyesyreg/Leyes/24441.htm>

http://es.wikipedia.org/wiki/Capital_Asset_Pricing_Model (octubre 2011)

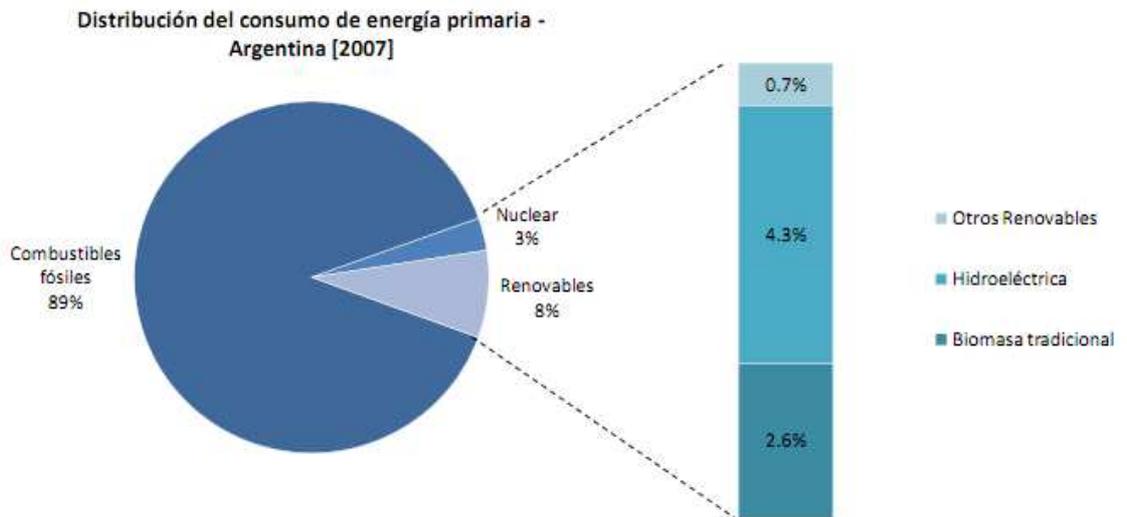
Fuentes consultadas:

Sector	Informante	Breve reseña	Síntesis de la información provista
Desarrollo de parques eólicos	Daniel R. Fernández	El ingeniero Fernández es gerente de ingeniería para el desarrollo de parques eólicos en ABO Wind, así como docente de cursos sobre energías renovables. Es miembro de la Subcomisión de Energía Eólica de la Cámara Argentina de Energías Renovables.	Análisis de los procedimientos para habilitación de parques eólicos. Colaboración en costeo detallado de un parque de 50 MW.
Desarrollo de parques eólicos	José Spinella	El Sr. Spinella posee una larga trayectoria en empresas del sector energético, siendo un especialista en turbinas. Ocupó cargos gerenciales en el desarrollo de parques eólicos.	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. Análisis de la licitación GenRen (EE 001/2009).
Fabricación de aerogeneradores	Fernando D. Petrucci	El ingeniero Petrucci es gerente de ventas para la filial argentina del fabricante alemán Enercon GmbH. Posee una trayectoria en empresas y organismos del rubro eléctrico y fue miembro de la Cámara Argentina de Generadores Eólicos.	Propuestas para una mayor participación de la energía eólica en la matriz energética argentina. Visión de mercado como fabricante.
Finanzas	Marlene Holzner	La licenciada Holzner se desempeña como gerente de finanzas para el desarrollador de parques ABO Wind en proyectos basados en Francia y Alemania.	Definición de composición de capitales para parques eólicos: project finance, corporate risk.
Finanzas	Rafael Justí	El ingeniero Justí tiene una trayectoria en el mercado eléctrico brasilero que incluye labores de planeamiento estratégico para la distribuidora Elektro, asesoramiento financiero y project finance en el grupo proveedor de máquinas para el sector eléctrico VA TECH, así como análisis de inversiones para Itaú Corretora y Wobben Windpower.	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Brasilero y del sistema de subastas. Financiamiento de parques eólicos, BNDES.
Políticas energéticas	Jorge Lapeña	El ingeniero Jorge Lapeña es presidente de la consultora especializada en temas energéticos Jorge Lapeña & Asociados SA. Es asimismo presidente del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi. Fue secretario de energía de 1986 a 1988 y presidente del directorio de YPF entre 1987 y 1988.	Marco regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino. Políticas para el sector energético nacional.

XII. ANEXOS

Anexos al Capítulo III

Anexo III.1: Energía primaria Argentina (2007)



Fuente: Secretaría de Energía

Anexo III.2: Petróleo y gas: reservas vs. Producción

Gráfico 1

Petróleo. Relación Reservas / Producción 2005

Source: IEA-DOE y British Petroleum

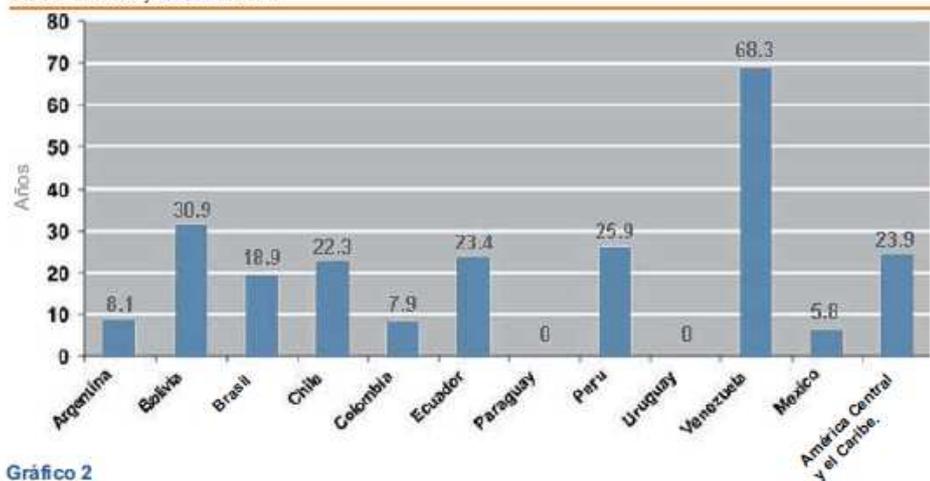
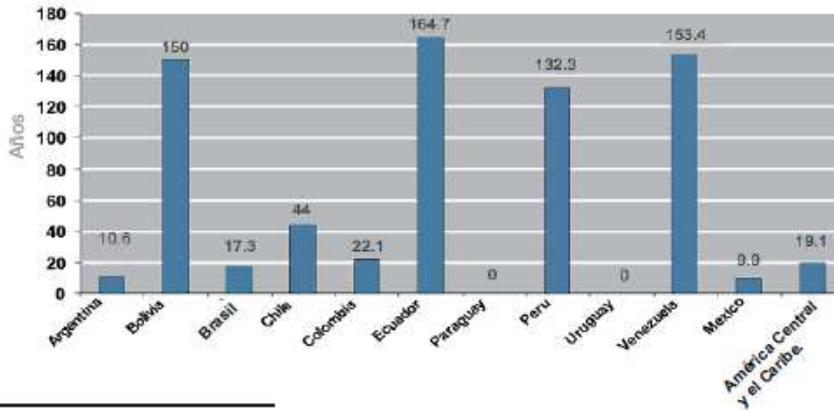


Gráfico 2

Gráfico 2

Gas Natural. Relación Reservas / Producción 2005

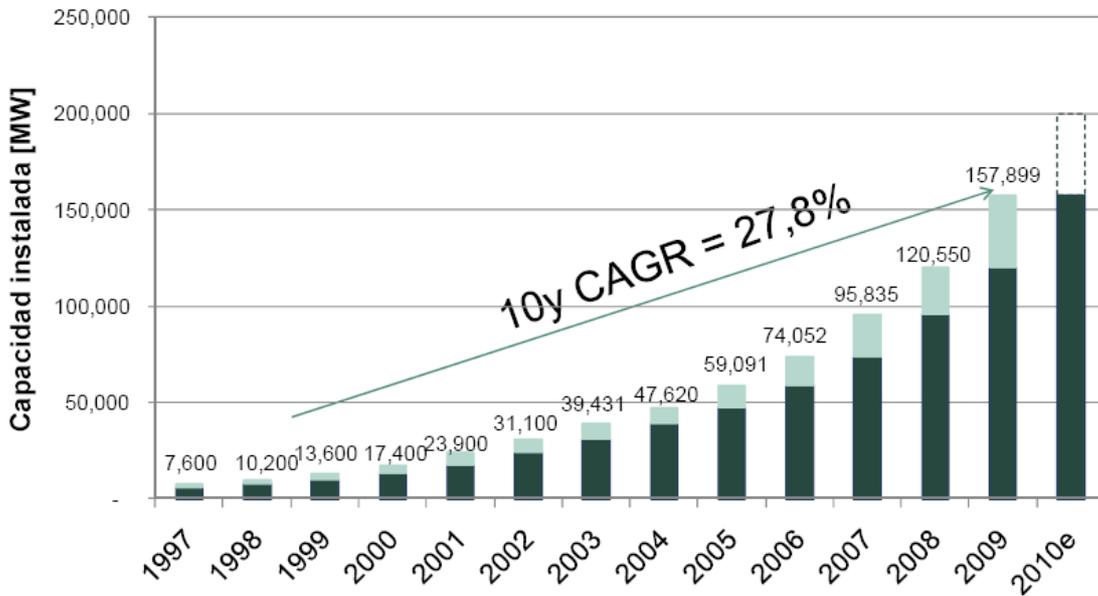
Source: IEA-DOE y British Petroleum



1. Se computan las reservas probadas y el 50% de las reservas probables. Datos del año 2005.

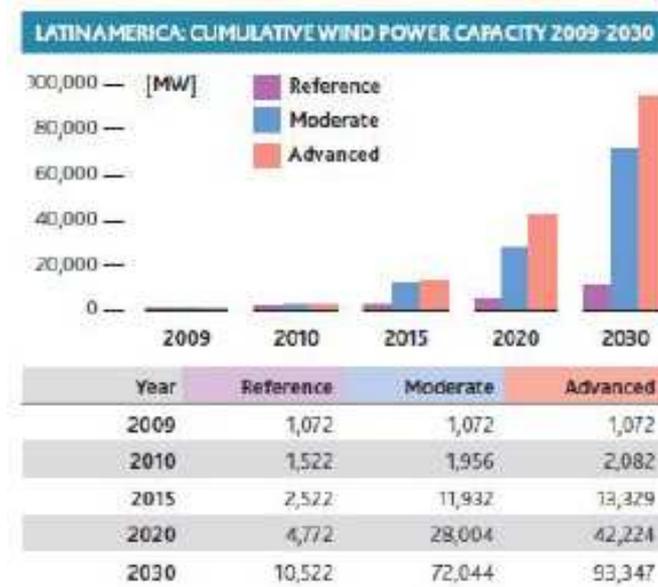
Fuente: IEA-DOE y British Petroleum

Anexo III.3: Capacidad instalada de generación eólica global



Fuente: Global Wind Energy Council, GWEC 2010

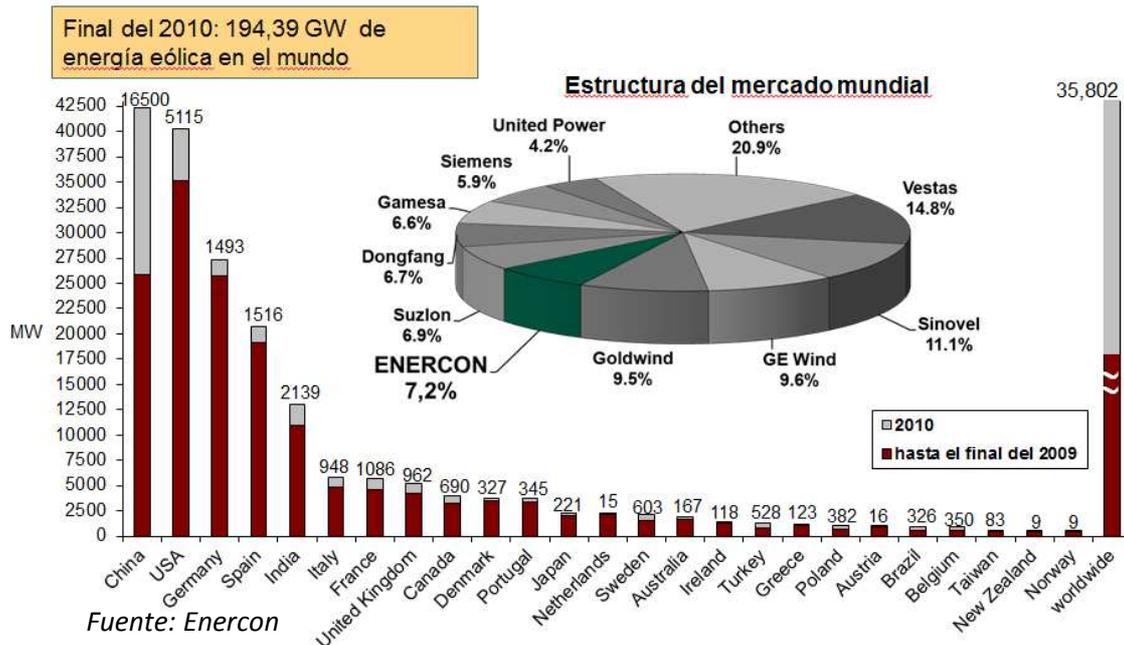
Anexo III.4: Escenarios de crecimiento de la energía eólica en Latinoamérica



Fuente: GWEC

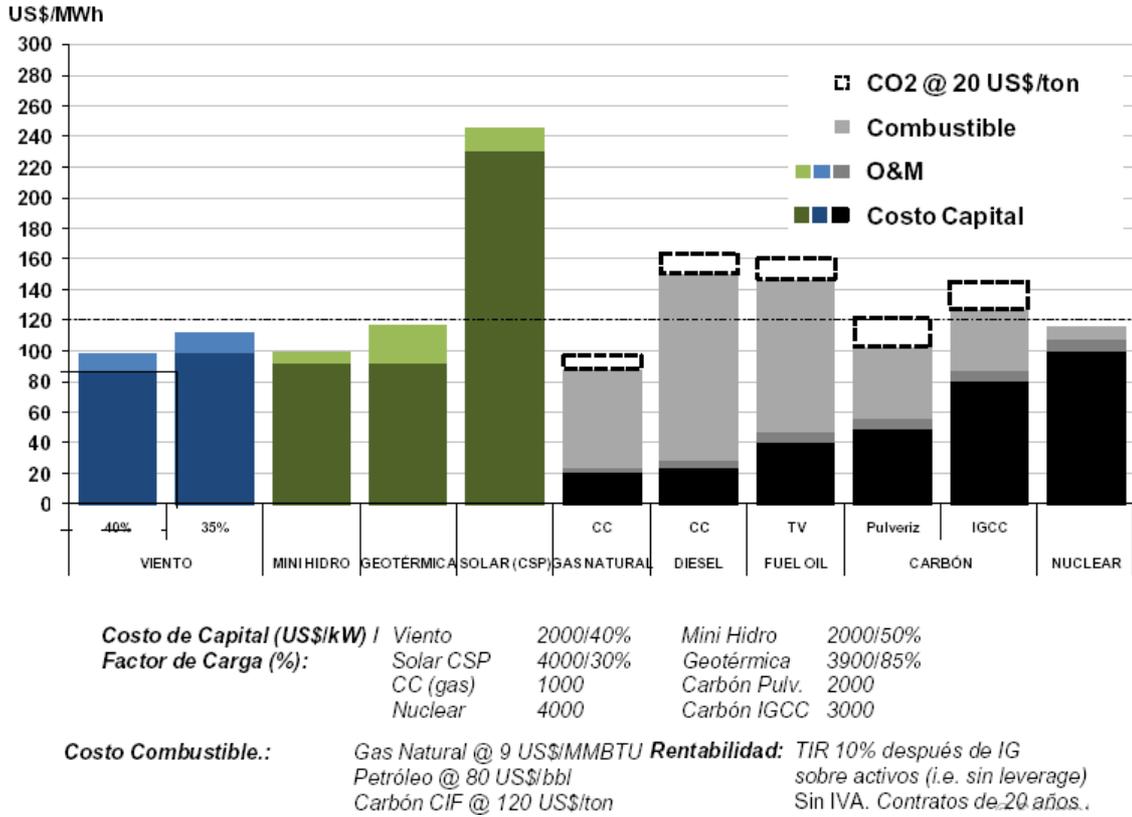
Anexos al Capítulo VII

Anexo VII.1: Potencia eólica global (fin de 2010)



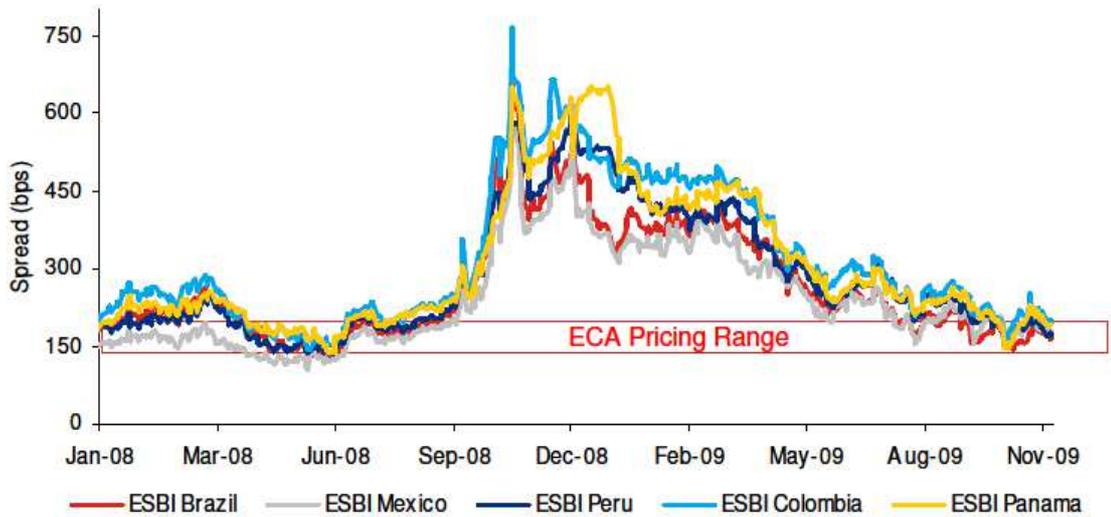
Fuente: Enercon

Anexo VII.2: Costo total de generación (Inversión + Combustible + O&M)



Fuente: Soares, Mauro; Fernández, Humberto: WindAR 2010

Anexo VII.3: Costo de financiamiento tradicional vs. ECAs



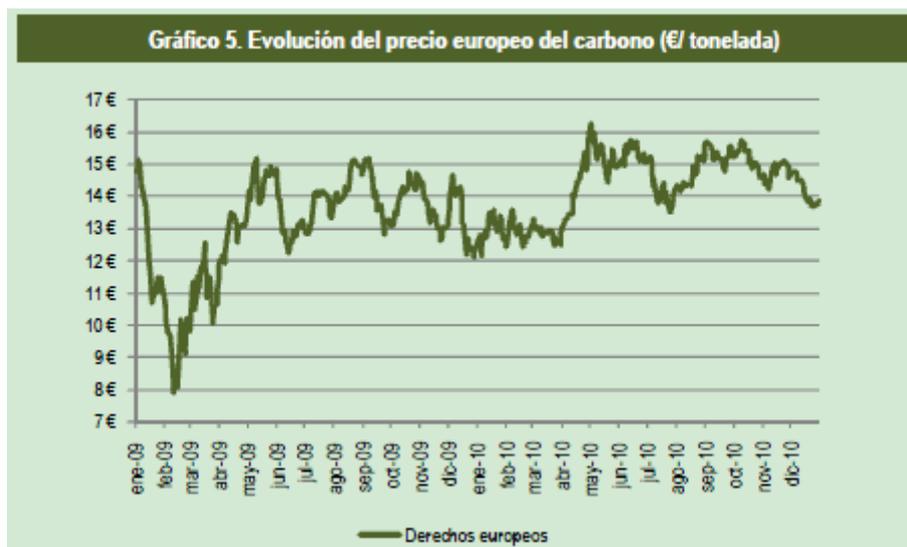
Fuente: Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear, Uruguay

Anexo VII.4: Crecimiento del mercado global de bonos de carbono



Fuente: New Energy Finance

Anexo VII.5: Curso del precio de carbono



Fuente: ECX

Anexos al Capítulo VIII

Anexo VIII.1: Parques eólicos de primera generación en Argentina

Ubicación	Aerogenerador	Puesta en Marcha	Velocidad del viento	Potencia	Propietario	Tipo de distribución
Pico Truncado (Sta. Cruz)	ENERCON E-40	Febrero 2001 Mayo 2005	9 m/s	2.400kW	Municipalidad de Pico Truncado	Red local
Comodoro Rivadavia (Chubut)	2 unidades MICON M530-250/50 kW (2 x 250 kW) 8 unidades MICON NM750-44-40 (8 x 750 kW) 16 unidades Gamesa G47 (16 x 660 kW)	Enero 1994 Septiembre 1997 Diciembre 2001	9,3 m/s	17.060kW	PECORSA Cooperativa Eléctrica SCPL	Red local
Rada Tilly (Chubut)	MICON M750-400/100 kW (Dinamarca)	1996	10,8 m/s	500 kW	COAGUA (Coop. de Servicios de Rada Tilly)	Red local
Río Mayo (Chubut)	Aeroman (Alemania)	1989	8 m/s	120 kW		Red local
Tandil (Bs. As.)	MICON M750-400/100 kW	Febrero 1995 Diciembre 1998	6,9 m/s	2.100kW	CRETAL (Cooperativa Eléctrica de Tandil-Azul Ltda.)	Red local
Punta Alta (Bs. As.)	MICON M750-400/100 kW AN BONUS	Febrero 1995 Diciembre 1998	7,3 m/s	2.200kW	Cooperativa Eléctrica de Punta Alta Ltda.	Red local
Cutral-Có (Neuquén)	MICON M750-400/100 kW	1994	7,2 m/s	400 kW	COPELCO (Cooperativa Eléctrica de Cutral-Có)	Red local
Claromecó (Bs. As.)	MICON NM 750/48	Enero 1999	14 m/s	750 kW	Cooperativa Eléctrica Limitada de Claromecó	Red local
Darregueira (Bs. As.)	MICON NM750-44-40	Octubre 1997	7,3 m/s	750 kW	Cooperativa Eléctrica de Darregueira	Red local
Mayor Buratovich (Bs. As.)	AN BONUS 600 kW/44-3	Octubre 1997	7,4 m/s	1.200kW	Cooperativa Eléctrica de Mayor Buratovich	Red local

General Acha (La Pampa)	NEG MICON, NM52/900-49	Diciembre 2002 Febrero 2004	7,2 m/s	1.800kW	COSEGA (Coop. de Servicios Públicos Gral. Acha Ltda.)	Red local
-------------------------	------------------------	--------------------------------	---------	---------	---	-----------

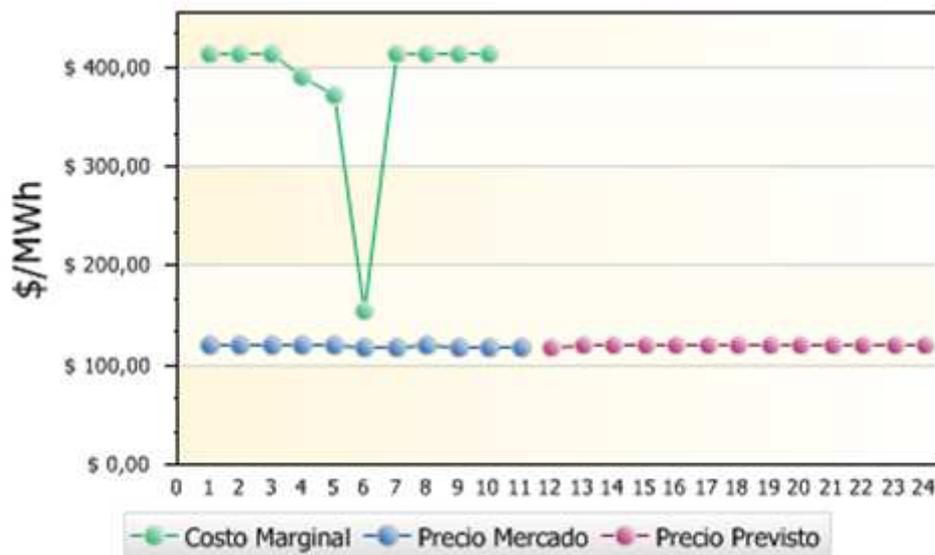
Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Parques_e%C3%B3licos_en_Argentina (julio 2011)

Anexo VIII.2: Ofertas presentadas en GenRen I

FUENTE	Potencia licitada	Ofertas presentadas	Proyectos adjudicados	Retribución	Potencia instalada
	MW	MW	MW	USD/MWh	MW
Eólica	500	1,182	754	127 (121-134)	40
Térmica con Biocombustibles	150	155	110	288 (258-297)	
Residuos Urbanos Sólidos	120	-	-	-	
Biomasa	100	54	-	-	720
Mini Hidroeléctricas (hasta 30 MW)	60	14	11	162 (150-180)	380
Geotérmica	30	-	-	-	
Solar Térmica	25	-	-	-	
Biogás	20	14	-	-	
Solar Fotovoltaica	10	23	20	572 (547-598)	10
TOTAL	1,015	1,442	895		

Fuente: ENARSA, Secretaría de Energía

Anexo VIII.3: Precio vs. Costo de la energía (mercado spot)



Fuente: CAMMESA

Anexo VIII.4: Marco regulatorio vigente

Las primeras leyes de fomento de energías renovables y en particular eólica datan de los años 90 y prevén una expansión de estas fuentes mediante mecanismos de promoción tales como incentivos en el precio de venta de la energía o tratamientos impositivos diferenciales.

A continuación se presentan las regulaciones más destacables:

La ley N° 25.019 (1998) Decreto 1.597/1999 “Régimen nacional de energía eólica y solar” declara en su artículo primero de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. En su artículo tres, permite el diferimiento de pago del impuesto al valor agregado por el término de 15 años a partir de la promulgación de la ley. El artículo cinco prevé la remuneración en un (1) centavo por kWh efectivamente generado por sistemas eólicos instalados que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Asimismo, la ley prevé un régimen de estabilidad fiscal para proyectos de instalación y/o ampliación de centrales de generación de energía eléctrica de fuente eólica.

La ley N° 26.190 (2006) Decreto 562/2009 “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen. Sustituye el artículo 5° de la ley N° 25.019 por un a remuneración de hasta 0,015\$/kWh efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Dicha remuneración provendría de un fondo fiduciario de energías renovables. Otros beneficios tributarios son garantizados por esta ley.

Juzgamos importante citar la Resolución SE 712/2004 que instituye el FONINVEMEM, que es el fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. Dicho fondo se origina en la necesidad de incrementar la capacidad de generación del MEM y a la falta de inversiones del sector privado para encarar individualmente tales proyectos. Aunque los dos proyectos realizados bajo esta modalidad se basan en energía térmica, el FONINVEMEM deja abierta una variante de ingeniería financiera basada en un fideicomiso del cual las sociedades generadoras son accionistas. A su vez, los ingresos que resultan

de la venta de energía y potencia se aseguran a través de un contrato de abastecimiento con el MEM.

Resolución SE 1.281/2006 (Energía Plus) consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que a la fecha no sean agentes del MEM. Se prioriza el uso de la energía comercializada en el mercado spot para el abastecimiento de las demandas atendidas por distribuidores de energía eléctrica que no cuentan con la capacidad de contratar su abastecimiento en dicho mercado y no se encuentran respaldados por contratos de mercado a término. En resumen, permite a la nueva demanda construir su propia oferta de energía.

Resolución SE 220/2007 habilita la realización de contratos de abastecimiento (PPA) entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociadas adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que a la fecha no sean agentes del MEM. Según el Art. 5, dicha generación tendría una remuneración mensual calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido.

Resolución SE 712/2009 establece las bases reglamentarias para la instalación de nueva oferta de generación de energía eléctrica a partir de recursos primarios de naturaleza aleatoria y renovable como es el caso de la energía eólica con el fin de no afectar la estabilidad del sistema eléctrico. En el anexo II se contempla la remuneración por energía suministrada de proyectos en los que, de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada, no fuera posible respaldar la potencia de sus unidades generadoras. Esta es una característica distintiva de la generación eólica, que por sí sola no puede garantizar la potencia disponible en momentos de poco viento.

Con el objetivo de expandir la oferta de generación con energías alternativas, mediante la resolución SE 108/2011, la Secretaría de Energía pretende habilitar para contratar generación adicional a partir de fuentes renovables a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. Los nuevos contratos MEM a partir de fuentes renovables tendrían una vigencia de hasta 15 años, con la posibilidad de una prórroga de 18 meses. La mencionada ley distingue como parte vendedora al MEM y como compradora a CAMMESA.

A nivel provincial, se destaca la ley 12.603 (2001) de la Provincia de Buenos Aires que en su artículo 1° declara de interés Provincial la generación y producción de energía eléctrica a través del uso de fuentes de energía

renovables. Entre otras ventajas, exime a los inmuebles de la instalación del pago del Impuesto Inmobiliario por el término de 10 años de iniciada la actividad, además de compensar con Ar\$ 0,01 cada MWh que el generador de energía renovable comercialice a través del mercado eléctrico mayorista. Para garantizar la remuneración se prevé la creación de un Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas de Usuarios Finales.

En Chubut, la ley XVII N°95 sancionada por la legislatura de la Provincia del Chubut el 29 de diciembre de 2010 y promulgada por decreto N°8/2011 en enero de 2011, promueve el desarrollo de las energías renovables en el ámbito provincial. La Ley establece un régimen de incentivos fiscales para las actividades vinculadas al desarrollo de energías renovables en el territorio provincial incluyendo el desarrollo tecnológico, la producción de equipos y componentes, la construcción de instalaciones, explotación, transporte y comercialización de energías renovables. En dicho contexto prevé, entre otros, exenciones al Impuesto de Sellos y sobre los Ingresos Brutos y un régimen de estabilidad fiscal por 15 años. La Ley crea la Agencia Provincial de Promoción de Energías Renovables y prevé la creación de un Fondo Provincial para financiar la actividad de la Agencia. Este fondo se integrará con los recursos provenientes de: (a) un aporte especial a aplicar a contratos de concesión correspondientes a actividades hidrocarburíferas, y (b) distintos aportes de personas físicas y jurídicas, organismos e instituciones provinciales, nacionales o internacionales, públicos o privados.

Anexo VIII.5: Análisis de sensibilidad para parque eólico de 50MW en Uruguay

En Uruguay existe el monopolio de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) sobre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. El país cuenta con una potencia total instalada de 2.680 MW y una dependencia considerable de las importaciones de energía. El impulso a la generación eólica ha cobrado vigor mediante subastas dirigidas por UTE y abiertas al sector privado. De los 85 US\$/MWh ofrecidos en enero de 2011, se ha llegado a un valor de oferta de energía eólica de 65 US\$/MWh en agosto del mismo año. Uruguay aspira a inyectar de 1 a 1,2 GW de energía eólica en 2015.

1) Efecto de la variación del costo de la inversión sobre el VAN (en miles de US\$):

		VAN (miles de US\$)		
		Inversión (miles de US\$/MW instalado)		
		1600	1900	2200
Precio US\$/MWh	79	15975	4164	-7646
	85	21962	10151	-1658
	88	24956	13145	1334

2) Efecto de la variación del costo de la inversión sobre la TIR:

		TIR		
		Inversión (miles de US\$/MW instalado)		
		1600	1900	2200
Precio US\$/MWh	79	16,1%	11,3%	7,9%
	85	18,3%	13,2%	9,5%
	88	19,3%	14,1%	10,4%

3) Efecto de la variación del factor de capacidad sobre el VAN:

		VAN (miles de US\$)		
		Factor de capacidad		
		0,32	0,35	0,39
Precio US\$/MWh	79	-3059	4164	13797
	85	2411	10151	20471
	88	5147	13145	23808

4) Efecto de la variación del factor de capacidad sobre la TIR:

		TIR		
		Factor de capacidad		
		0,32	0,35	0,39
Precio US\$/MWh	79	9,0%	11,3%	14,5%
	85	10,8%	13,2%	16,5%
	88	11,6%	14,1%	17,6%

5) Efecto de la variación de la tasa de descuento sobre el VAN:

		VAN (miles de US\$)		
		Tasa de descuento de los fondos		
		8%	10%	12%
Precio US\$/MWh	79	12192	4164	-1767
	85	19322	10151	3318
	88	22888	13145	5861

6) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre el VAN:

		VAN (miles de US\$)		
		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio US\$/MWh	79	2494	4164	5834
	85	8482	10151	11821
	88	11475	13145	14815

Fuente: Dirección Nacional de Energía de Uruguay, junio 2011

Anexos al Capítulo IX

Anexo IX.1: Precio de la energía en la región (agosto de 2011)

País	Energía Eléctrica		Combustibles				
	Industrial Media Tensión (USD/MWh)	Residencial (USD/MWh)	Fuel Oil (USD/lt)	Gas Natural Residencial (USD/m ³)	G.L.P. Supergás (USD/kg)	Gas Oil (USD/lt)	Nafta (USD/lt)
Uruguay	151	297	0,88	1,41	1,39	1,73	1,79
Chile	136	219	0,82	1,34	1,93	1,12	1,58
Brasil	175	254	0,73	2,10	1,84	1,25	1,67
Argentina	38	23	0,80	0,09	0,38	1,04	1,19

Nota: USD/MWh equivale a dólares por megaWatt hora.

Fuente: SEG Ingeniería