



Análisis de Rentabilidad para Parques

Eólicos en Uruguay

Junio 2011

Resumen Ejecutivo

Se presentan los resultados de rentabilidad de proyectos de inversión en parques eólicos de gran escala, asociados a contratos de venta de energía por un período de 20 años y cuyas condiciones de contratación tienen como referencia al proceso de compra directa en Uruguay (junio de 2011).

El caso base presentado como resultado principal se abre en tres escenarios, de acuerdo a los posibles precios de energía eólica considerados: **USD 79, USD 85, USD 88** por MWh.

Expresados en los tradicionales indicadores de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), los resultados para estos casos base son:

		Análisis de Rentabilidad	
		TIR	VAN (Miles de USD)
Precio USD/MWh	79	11,3%	4.164
	85	13,2%	10.151
	88	14,1%	13.145

Con las hipótesis manejadas (ver 2.2), es posible obtener una rentabilidad superior al 11% para valores del entorno a **USD 80 el MWh**.

Se presentan distintos **análisis de sensibilidad**, para la combinación de distintos parámetros (costos de inversión, factor de planta, comienzo de entrega de energía, factor de escala, tasa de descuento, porcentaje de financiamiento). Dependiendo de la combinación elegida, se observan cambios importantes en los indicadores obtenidos.

Estos resultados deben ser tomados solamente como una referencia, y cada desarrollador del parque eólico en Uruguay aplicará y definirá para su caso particular un estudio de incertidumbres y/o de costos, que podrá arrojar resultados también reales, y diferentes a los concluidos en este estudio.

INDICE

1. Introducción.....	4
2. Análisis de rentabilidad.	4
2.1 Marco de referencia para la elaboración de hipótesis	5
2.2 Costo de inversión	5
2.3 Costos de operación y mantenimiento (O&M)	6
2.4 Ingresos y costos del proyecto MDL.....	6
2.5 Factor de planta	7
2.6 Estructura de financiamiento.....	7
3. Hipótesis consideradas para el caso base	7
4. Análisis de Resultados	9
4.1 Análisis de sensibilidad con respecto al caso base	9
4.2 Costo de la inversión inicial	9
4.3 Sensibilidad respecto del factor de planta.....	10
4.4 Sensibilidad respecto de la tasa de descuento	11
4.5 Sensibilidad respecto de la estructura de financiamiento.....	11
4.6 Sensibilidad respecto al factor de escala	12
4.7 Sensibilidad respecto al año de comienzo de entrega de energía.....	12
5. Reflexiones Finales	13

1. Introducción

De acuerdo a la política energética definida por el Poder Ejecutivo y consensuada por la Comisión Interpartidaria de Energía, uno de los principales lineamientos del eje de la oferta es la diversificación de la matriz energética y la incorporación de fuentes autóctonas en general y de fuentes de energía renovables no convencionales en particular. La utilización del viento para generar energía eléctrica a gran escala, es un tópico a ser analizado detalladamente para cada esquema de negocio y cada zona específica.

Se deben cumplir una variedad de factores para que esta fuente sea económicamente atractiva, o en su defecto sea necesario aplicar subvenciones para instalación de potencia eólica¹.

Un conjunto de factores influyen drásticamente en este resultado, entre ellos:

- Régimen de vientos adecuado
- Accesibilidad a los sitios para grandes equipos
- Infraestructura nacional
- Redes eléctricas adecuadas, o posibilidad de ampliarlas
- Existencia de reglamentaciones técnicas y legales adecuadas a esta fuente
- Confiabilidad política y estabilidad de los contratos
- Disponibilidad regional de los servicios necesarios para estudios y logística de parques eólicos
- Disponibilidad de aerogeneradores a un precio y plazos adecuados
- Acceso a créditos con estructuras acorde a un emprendimiento eólico

Uno de los esquemas ampliamente utilizado a nivel mundial es la firma de Contratos de Compra de Potencia (PPAs por su sigla en inglés) entre una empresa desarrolladora de un parque eólico, y una empresa demandante de energía.

Uruguay continúa con su proceso de incorporación de potencia eólica en su matriz energética, habiendo establecido metas ambiciosas para los próximos años. Se utiliza la herramienta de PPAs con plazos que en esta instancia son 20 años, entre empresas privadas y la empresa estatal energética UTE. Para llegar a una conclusión aplicable a un lugar y un momento específico, se analizan en este documento las hipótesis a manejarse en el Uruguay de 2011, con las respectivas sensibilizaciones debidas a las características particulares de cada proyecto.

Al definir la potencia total instalada de los parques a incluir en este estudio, se toma como caso de base la potencia de 50 MW y se realiza un estudio de sensibilidad para parques con un mínimo de 30 MW hasta un conjunto de dos parques de 50 MW.

2. Análisis de rentabilidad.

Los casos a estudiar se refieren a la instalación de parques eólicos de gran escala, que tienen asociados contratos de venta de energía a UTE por un período de 20 años. Para las condiciones de contratación, se toma como referencia el proceso de compra directa en Uruguay (junio de 2011). Al mismo tiempo se tomará como dato el pago de 110 U\$/MWh fijado en los pliegos de la compra directa para toda la energía entregada hasta el 31 de diciembre del 2014².

Los resultados de este análisis se presentan a través de los indicadores Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). Está fuera del alcance de este trabajo realizar una evaluación las externalidades de los

¹ Marco teórico tomado en base al informe anterior de “Análisis de rentabilidad de parques eólicos de gran escala en Uruguay”; Agosto de 2010, publicado en <http://www.energiaeolica.gub.uy/index.php?page=estudios>.

² Dato referencia del decreto 159/011.

proyectos que incluya impactos sobre la economía nacional, como generación de empleo y ganancia de divisas, entre otros.

2.1 Marco de referencia para la elaboración de hipótesis

En este apartado se presentan algunas cifras sobre costos de inversión por MW de potencia, costos de operación y mantenimiento, ingresos y costos de un proyecto bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), factor de planta asociado a los proyectos eólicos, así como algunas consideraciones sobre financiamiento. Como se expresará en cada una de las ocasiones, estas cifras son las que mejor se acercan a la situación del país en la coyuntura actual.

2.2 Costo de inversión

La tecnología vinculada al sector de la energía eólica ha mostrado un gran dinamismo en los últimos años, mostrando ganancias en economías de escala así como diversificación de los países fabricantes, sistemas y sus componentes.

Los costos asociados a la turbina (aspas, generador, góndola, torre, supervisión y montaje), se ubican en el entorno del 70 % del costo total del proyecto³. Otros costos importantes están relacionados con la conexión a la red y la construcción de las fundaciones de los aerogeneradores. Por lo tanto, el costo de la inversión a realizar dependerá, más allá de la opción tecnológica, del sitio donde el parque sea instalado (accesibilidad, distancia con respecto a la red eléctrica, topografía, disponibilidad y costo de servicios de grúas y logística, tipo de suelo y otros).

Para el caso de Argentina, tomando cifras de Fundación Bariloche⁴ del año 2008, los costos de inversión (equipamiento e instalación) se encuentran en el entorno de U\$D 1.500 a 2.000 por kW instalado.

En diciembre de 2009, Brasil efectuó una subasta de energía eólica, que adjudicó contratos por un total instalado de 1.807 MW. De la inversión total declarada por los inversionistas se obtiene que el costo por megavatio instalado es de U\$D 2.850⁵. Esta cifra es superior a las estimaciones de algunos desarrolladores de Brasil respecto a una inversión en energía eólica, que la ubican en el entorno de los U\$D 2.000 y 2.500 por kW instalado.

En el Seminario “Energía Eólica en Uruguay – Logros y Desafíos”, realizado en nuestro país en junio de 2008, se consideraron costos de inversión en el orden de los U\$D 2.500 por kW instalado (incluyendo obra civil, montaje y conexión a la red). Es importante remarcar que las referencias tomadas para determinar el monto de la inversión en equipos de generación son regionales y recientes. Consideramos que los aspectos logísticos de transporte, así como las condiciones de negociación con los proveedores de los equipos son, de esta forma, más cercanos a la realidad de Uruguay.

En trámites presentados durante los dos últimos años ante la DNE, para la obtención de la autorización para generación de energía eléctrica de fuente eólica en Uruguay, se han registrado diferentes valores de la inversión. Sin embargo el promedio es de U\$S 1.900 por kW instalado.

De nuestro contacto fluido con fabricantes y desarrolladores, sabemos que el costo de los equipos es también muy variable y depende de aspectos relativos a escala comercial (un desarrollador multinacional puede tener acuerdos globales con fabricantes), y condiciones coyunturales de la economía mundial. Es de suponer que las condiciones particulares de cada negociación entre privados coloquen la inversión requerida para instalar un

³ Datos propios en base a información del proyecto de Sierra de los Caracoles, así como de contactos con fabricantes internacionales y desarrolladores locales.

⁴ “Experiencia de Argentina en Energía Renovable y su Componente Climático” (Presentación de Hilda Dubrovsky – Fundación Bariloche, Marzo de 2008).

⁵ <http://www.ccee.org.br>

parque eólico en un rango amplio. Esta variabilidad en el costo de la inversión obliga a realizar un estudio de sensibilidad que contemple un rango representativo.

2.3 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

En países como Alemania, España, Reino Unido y Dinamarca, los costos de operación y mantenimiento se estiman entre U\$D 0,014 y U\$D 0,018 por kWh generado por el parque eólico.

Información de España indica que el 60% de ese monto se destina específicamente a O&M de los aerogeneradores y las instalaciones, incluyendo repuestos. El restante 40 % comprende seguros, renta de la tierra y otros gastos, que hacen a la operación del parque en su totalidad. Por lo tanto, el gasto de O&M en sentido estricto es del entorno de los U\$D 10 por MWh generado⁶.

Para el caso de Argentina, de acuerdo a valores considerados por Fundación Bariloche⁷, los costos variables de O&M se ubican entre un 2% y 3% de la inversión inicial en términos anuales, o 15% a 20% de la venta anual de energía. Estos porcentajes incluyen, además de la operación y mantenimiento, otros costos como ser: derechos de uso de terrenos⁸, seguros, administración, etc. Para un parque de las características que aquí consideramos, estos valores equivalen a U\$D 20 por MWh generado.

Datos de Brasil indican que los gastos de operación y mantenimiento se ubican en el entorno del 15 al 25 % de los ingresos del parque, aunque para los primeros dos o tres años el costo se reduce a la mitad. Éste incluye el mantenimiento preventivo y correctivo, y la provisión de repuestos. Suponiendo que estos costos son un 10 % de los ingresos del parque los primeros tres años, duplicándose para los siguientes, el costo para un parque de las características analizadas en este trabajo por O&M estricto pasa de U\$D 9,5 a U\$D 18 por MWh. Si a esto se le agregan gastos de administración, alquiler de la tierra, seguros y vigilancia, los costos totales de explotación se pueden estimar entre el 15% y el 25% los primeros 2 a 3 años y entre el 25% y el 35% el resto.

En lo que respecta a Uruguay, en la actualidad un parque de gran escala posee un contrato de O&M con el fabricante con un costo anual total de U\$D 23.000 por MW instalado. Suponiendo un factor de planta de 35 %, se obtendría un costo por O&M de U\$D 7,50 por MWh generado. Este contrato incluye todo repuesto necesario para el buen funcionamiento del parque, y su vigencia es por los primeros dos años de operación del parque.

2.4 Ingresos y costos del proyecto MDL

Por tratarse de un proyecto de energía renovable que contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero, puede ser considerado como proyecto MDL. En este caso, deberá considerarse tanto los ingresos como los costos asociados a la obtención de certificados de reducción de emisiones (CERs) que podrán negociarse en el mercado y producir un ingreso adicional para el proyecto.

La información disponible sobre el precio del certificado de reducción de emisiones es diversa y se sitúa en un entorno de U\$D 15 por tonelada de CO₂⁹. Este valor se encuentra afectado por un alto grado de incertidumbre, lo que dificulta las estimaciones sobre su evolución.

⁶ The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association, March 2009.

⁷ "Experiencia de Argentina en Energía Renovable y su Componente Climático" (Presentación de Hilda Dubrovsky – Fundación Bariloche – marzo de 2008)

⁸ En lo que respecta a la retribución que recibe el dueño del terreno por la cesión para su uso en el parque eólico, recomendamos la consulta del estudio "Guía para propietarios de tierras", disponibles en la sección Eólica de Gran Escala del sitio web del PEUU.

⁹ <http://www.pointcarbon.com/>

2.5 Factor de planta

El factor de planta o factor de capacidad, definido como el cociente entre la energía producida por el aerogenerador en un período dado (múltiplo de un año), y la producción en el mismo intervalo de tiempo trabajando a potencia nominal, dependerá del régimen de viento en el sitio de emplazamiento del parque, así como del tipo de equipos a instalar y su microlocalización.

En Uruguay se dispone de muchos sitios con elevado potencial eólico y buen acceso. Se han detectado muchos lugares con factores de capacidad estimados superiores al 35%. En el Complejo de Parques Eólicos “Ing. Emanuel Cambilargiu”, ubicado en Sierra de los Caracoles, Caracoles I muestra valores de factor de planta de 40,7 % en el período que va de junio 2010 a mayo 2011, mientras que Caracoles II muestra valores de factor de planta de 39,5 % en el periodo que va de junio 2010 a mayo 2011¹⁰.

2.6 Estructura de financiamiento

Si bien la disponibilidad de capital y financiamiento puede ser una barrera para la realización de este tipo de proyectos, en Uruguay existe un sistema bancario desarrollado que facilita el acceso a los fondos necesarios para los emprendimientos eólicos. El mercado de capitales, aunque de menor significancia, puede ser una opción de financiamiento interesante para los proyectos. Por ejemplo, las Administradoras de Fondos de Ahorro Previsional (AFAP), a pesar de estar fuertemente reguladas en cuanto a sus opciones de inversión, disponen de un margen importante para volcar fondos hacia el sector productivo. En julio de 2010 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley 18.763¹¹ que amplía las opciones de inversión de las AFAP, en particular en el sector privado.

Para determinar el volumen de fondos a prestar en un proyecto concreto, así como la tasa de interés, deben tenerse en cuenta elementos tales como la dimensión del proyecto, la calificación crediticia del cliente, la capacidad de repago y el riesgo del proyecto.

Este tema ha sido encarado profundamente en el informe “Las oportunidades de financiamiento para los parques eólicos en Uruguay”, realizado en diciembre de 2009 y disponible en www.energieolica.gub.uy.

3. Hipótesis consideradas para el caso base

Los **proyectos a evaluar en este estudio** comprenden la instalación de aerogeneradores de 2 MW de potencia unitaria, la subestación correspondiente y el tendido de 20km de línea para la conexión a la red de 150 kV de UTE.

El **costo de inversión** (también llamado CAPEX) se supone de U\$D 1.900 por kW instalado. Se realizará una sensibilidad para valores de U\$D 1.600 y U\$D 2.200 por kW instalado. Se considera que el generador se encuentra eximido del pago de **cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión** que le correspondan durante la vigencia del contrato de venta de energía.

Se supone que el **95% del costo total** de la inversión corresponde a **conceptos amortizables**.

El **costo de operación y mantenimiento** (también llamado OPEX) se supone de U\$D 10 por MWh hasta el tercer año, y a partir del cuarto año este costo se eleva a U\$D 18 por MWh.

El **costo asociado al terreno** refiere al monto a pagar por el propietario del parque eólico al propietario del predio donde se desarrolla el emprendimiento. Se estima en un 2 % de los ingresos por energía del proyecto¹².

¹⁰ Fuente: sitio web del Despacho Nacional de Cargas de Uruguay (www.dncu.gub.uy)

¹¹ http://www.presidencia.gub.uy/sci/leyes/2010/07/cons_min_169.pdf

¹² Debido a que la variación de los costos de operación y mantenimiento no influye drásticamente en los resultados de rentabilidad del proyecto, no se incluye en este estudio un análisis de sensibilidad. Por un análisis más detallado

Se considera un **factor de capacidad** de 35%, con sensibilizaciones para valores de factor de planta de 32% y 39%.

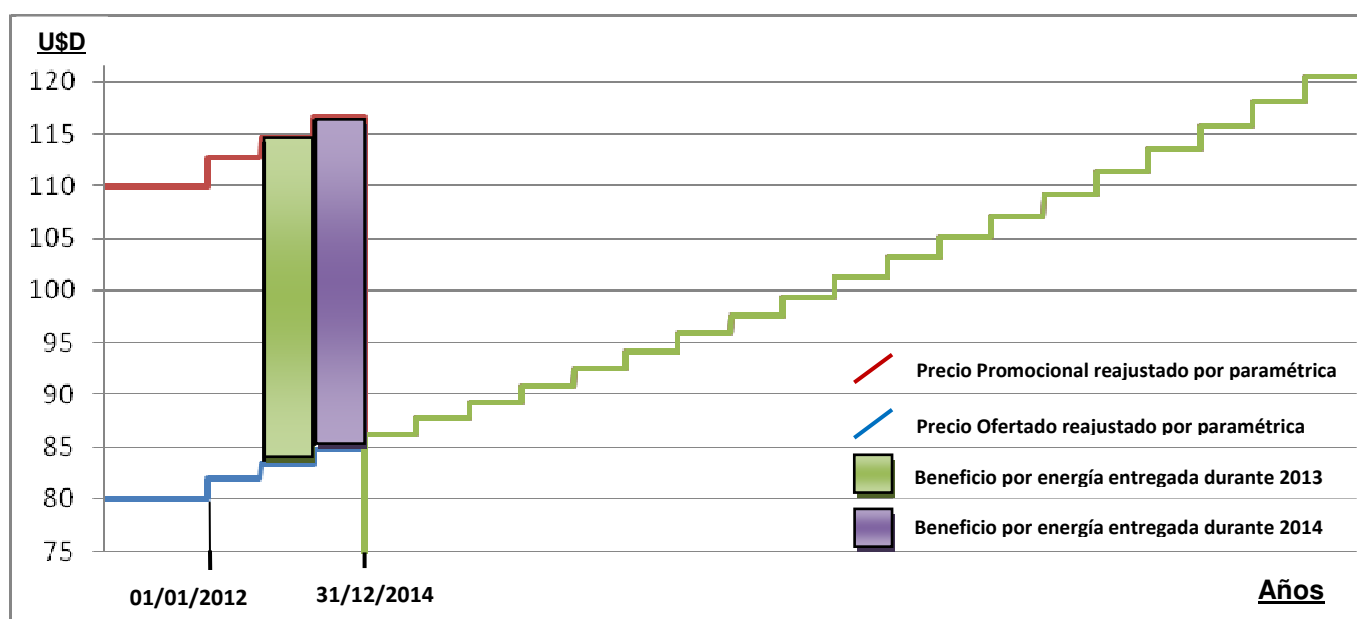
A los efectos de estimar los **ingresos asociados a un proyecto MDL**, se supone un precio de venta de los certificados de U\$D 15 por ton CO₂. Con respecto a los **costos asociados a la obtención de certificados de reducción de emisiones**, éstos se estimaron en U\$D 100.000 para el primer año, sumándose luego anualidades por U\$D 30.000 por auditorías y gastos de emisión. Una vez cada 7 años se requiere, además, la actualización de la línea de base, proceso cuyo costo se estima en unos U\$D 20.000.

Los proyectos analizados producirían certificados por reducción de emisiones comercializables equivalentes a 0,71 toneladas de CO₂ por MWh año generado¹³.

Se asume una **tasa de descuento** de 10%. Este valor es comúnmente utilizado en la evaluación de proyectos de la industria eléctrica. Se realizará una sensibilidad de los resultados del proyecto considerando también una tasa de descuento de 12% y de 8%.

Se toma como **fecha de comienzo de entrega de energía** el primero de enero del 2014, siendo el valor de pago de referencia para ese año de U\$D 110 MWh, ajustado por la paramétrica. Se sensibilizará para los casos de entrada en servicio el 01/01/2013 y el 01/01/2015. Vale la pena destacar que para este último caso no se obtiene el beneficio a considerar.

A continuación se muestra un gráfico que describe la situación planteada:



Nota I: Para el caso descrito se analiza para un precio de oferta inicial de 80U\$D MWh.

Nota II: Para la proyección del precio que ajusta por la paramétrica, se utilizan valores de las variables que ajustan en base a sus promedios históricos.

Se supone una **estructura de financiamiento** de 30% fondos propios y 70% de endeudamiento. También se analizará el caso de inversiones realizadas con un 40 % y un 20% de fondos propios, respectivamente.

La **tasa de interés de préstamos** considerada será de 4% más la tasa Libor. El préstamo tiene un **periodo de amortización** de 15 años, con un año de gracia.

recomendamos la consulta del estudio “Guía para propietarios de tierras”, disponible en la sección Eólica de Gran Escala del sitio web del PEEU.

¹³ Dato tomado de estudios realizados por las empresas UTE (Caracoles) y Kentilux S.A. (Proyecto de Generación de Energía Eólica conectado a la red, mayo de 2010), presentados en audiencias públicas.

La **tasa de Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE)** es de 25%.

En el marco de la Ley 16.906 de **Promoción de Inversiones** y su decreto reglamentario N° 354/009, los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable no tradicional son beneficiarios de una exoneración del IRAE:

- 90% de la renta entre la fecha de inicio de aplicación del beneficio y 31/12/2017.
- 60% de la renta entre 1/01/2018 y 31/12/2020.
- 40% de la renta entre 1/01/2021 y 31/12/2023.

4. Análisis de Resultados

Dado que en Uruguay no existe un precio fijo para la energía eólica, de modo de considerar un rango importante de precios en este trabajo hemos decidido brindar tres diferentes casos base, que acompañan la coyuntura regional y el promedio de la última convocatoria realizada en nuestro país.

Aplicando las hipótesis anteriormente mencionadas se obtuvieron los siguientes valores de tasa interna de retorno (TIR) y valor actual neto (VAN), desde el punto de vista del accionista:

		Caso Base	
		TIR	VAN (Miles de U\$D)
Precio U\$D/MWh	79	11,3%	4.164
	85	13,2%	10.151
	88	14,1%	13.145

4.1 Análisis de sensibilidad con respecto al caso base

En esta sección, se procede a sensibilizar los resultados con respecto a los tres casos base establecidos anteriormente, en función de algunas variables identificadas como determinantes de la rentabilidad:

- Costo de la inversión por MW instalado.
- Factor de planta.
- Tasa de descuento de los fondos.
- Estructura del financiamiento.
- Factor de Escala
- Año de comienzo de entrega de energía

4.2 Costo de la inversión inicial

- a) Efecto de la variación del costo de la inversión sobre el VAN (en miles de U\$D).

		VAN (Miles de U\$D)		
		Inversión (miles de U\$D/MW instalado)		
		1600	1900	2200
Precio U\$D/MWh	79	15.975	4.164	-7.646
	85	21.962	10.151	-1.658
	88	24.956	13.145	1.334

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

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

4.3 Sensibilidad respecto del factor de planta

Existen en nuestro país sitios con factores de planta superiores e inferiores al considerado en el caso base. Para reflejar ambas situaciones, se evalúa para factores de planta de 39% y 32%, manteniendo constantes los restantes parámetros, los resultados obtenidos son:

a) Efecto de la variación del factor de planta en el VAN (en miles de U\$D).

		VAN (Miles de U\$D)		
		Factor Planta		
		0,32	0,35	0,39
Precio U\$D/MWh	79	-3.059	4.164	13.797
	85	2.411	10.151	20.471
	88	5.147	13.145	23.808

b) Efecto de la variación del factor de planta en la TIR.

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

4.4 Sensibilidad respecto de la tasa de descuento

En este apartado se realiza la sensibilidad de los resultados del proyecto definido como caso base, al aplicar alternativamente una tasa de descuento del 12% y del 8%.

- a) Efecto de la variación de la tasa de descuento en el VAN (en miles de U\$D).

		VAN (Miles de U\$D)		
		Tasa de descuento de los fondos		
		8%	10%	12%
Precio U\$D/MWh	79	12.192	4.164	-1.767
	85	19.322	10.151	3.318
	88	22.888	13.145	5.861

4.5 Sensibilidad respecto de la estructura de financiamiento

Al considerar el endeudamiento como fuente de financiamiento del proyecto (apalancamiento financiero), los resultados obtenidos según la estructura de financiamiento que se suponga, son los siguientes:

- a) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre el VAN (en miles de U\$D).

		VAN (Miles de U\$D)		
		Porcentaje de Financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio U\$D/MWh	79	2.494	4.164	5.834
	85	8.482	10.151	11.821
	88	11.475	13.145	14.815

- b) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre la TIR.

		TIR		
		Porcentaje de Financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio U\$D/MWh	79	10,7%	11,3%	12,3%
	85	12,3%	13,2%	14,7%
	88	13,0%	14,1%	15,9%

4.6 Sensibilidad respecto al factor de escala

Otro elemento a considerar es el factor de escala, los resultados obtenidos son los siguientes¹⁴:

- a) Efecto del factor escala sobre el VAN (en miles de U\$D).

		VAN (Miles de U\$D)		
		Factor de Escala		
		30 MW	50 MW	2 X 50 MW
Precio U\$D/MWh	79	509	4.164	13.301
	85	4.102	10.151	25.275
	88	5.898	13.145	31.262

- b) Efecto del factor escala sobre la TIR.

		TIR		
		Factor de Escala		
		30 MW	50 MW	2 X 50 MW
Precio U\$D/MWh	79	10,3%	11,3%	12,2%
	85	12,1%	13,2%	14,1%
	88	13,0%	14,1%	15,1%

4.7 Sensibilidad respecto al año de comienzo de entrega de energía

En este punto se analizara la sensibilidad de los resultados del proyecto definido como caso base, y se define alternativamente el comienzo para los años 2013 y 2015. Las diferencias principales surgen por el pago de 110 U\$D el MWh ajustado por la paramétrica y la utilización de mayor plazo de los beneficios fiscales a través del decreto 354/007.

- a) Efecto de la variación del año de comienzo en el VAN (en miles de U\$D).

		VAN (Miles de U\$D)		
		Año de comienzo de entrega energía		
		2013	2014	2015
Precio U\$D/MWh	79	15.490	4.164	-2.048
	85	21.348	10.151	3.934
	88	24.278	13.145	6.925

¹⁴ No se toma en cuenta la posible baja de costos de los aerogeneradores por la compra de mayor cantidad. (Esto ya fue analizado en el apartado anterior 3.1.1.)

b) Efecto de la variación del año de comienzo sobre la TIR.

		TIR		
		Año de comienzo de entrega energía		
		2013	2014	2015
Precio U\$D/MWh	79	16,9%	11,3%	9,4%
	85	19,3%	13,2%	11,2%
	88	20,4%	14,1%	12,0%

5. Reflexiones Finales

A partir del análisis de los resultados expuestos y en el marco de las hipótesis consideradas para el caso base, se puede concluir que es posible obtener una tasa de rentabilidad mayor al 11% (tasa de descuento supuesta para este estudio) para **parques de 50 MW** y para valores de la energía **en el entorno a U\$D 80 el MWh**.

Estas mejores condiciones de inversión (comparándolas con los resultados del estudio publicado en 2010), se deben especialmente al premio otorgado para los dos primeros años (2013 y 2014), y el abaratamiento de los costos de inversión, especialmente por las mejoras tecnológicas vinculadas al sector, y por una importante disponibilidad en la oferta actual.

Otro elemento a tener en cuenta es el factor de escala. A medida que aumenta la potencia instalada por emprendimiento mejoran las rentabilidades obtenidas.

Se puede ver también, que a través de los diversos análisis de sensibilidades realizados, se podrían alcanzar para estas inversiones tasas superiores a la de referencia, por medio de combinaciones adecuadas de las variables manejadas. De este modo bajando los costos de inversión U\$D por MW instalado, aumentando el factor de planta, y comenzando la entrega de energía para el 2013 serían algunos de los factores que contribuirían a obtener una tasa de interés de retorno superior a la de referencia.