

---

**Análisis de rentabilidad de  
parques eólicos de gran escala en Uruguay**

Agosto de 2010

## Resumen Ejecutivo

Este estudio presenta los resultados de rentabilidad de proyectos de inversión en parques eólicos de gran escala, utilizando hipótesis adecuadas al Uruguay de 2010 (detalladas en el capítulo 1). En términos contractuales, se considera la compraventa de energía a precio fijo por un periodo de 20 años.

El caso base presentado como resultado principal se abre en tres, de acuerdo a los diferentes posibles precios de la energía eólica considerados: U\$ 85, U\$ 90, U\$ 95 por MWh.

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

	Parque 30 MW		Parque 50 MW	
	TIR	VAN (en miles de U\$)	TIR	VAN (en miles de U\$)
U\$ 85	10,3%	701	11,3%	4.516
U\$ 90	12%	4.105	13%	10.189
U\$ 95	13,6%	7.509	14,7%	15.862

Es posible obtener una tasa de rentabilidad mayor al 10% (tasa de descuento supuesta para este estudio) tanto para parques de 30 MW como de 50 MW, para valores de la energía del entorno a los U\$ 85 el MWh. Asimismo se detecta un factor de escala, que hace algo más atractiva la inversión en parques de mayor potencia.

Sin embargo, dada la sensibilidad de estos indicadores (TIR y VAN) a parámetros como costo de los aerogeneradores y de los servicios necesarios para su montaje, factor de capacidad del parque, tasas de financiación y otros; **estos resultados pueden ser tomados solamente como una referencia**. Cada desarrollador de un 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
2.1.1.	Costo de inversión.....	5
2.1.2.	Costos de operación y mantenimiento (O&M).....	6
2.1.3.	Ingresos y costos del proyecto MDL.....	7
2.1.4.	Factor de planta .....	7
2.1.5.	Estructura de financiamiento.....	8
2.2.	Hipótesis consideradas para el caso base.....	8
3.	Análisis de resultados.....	10
3.1.	Análisis de sensibilidad con respecto al caso base. ....	11
3.1.1.	Análisis para el caso un parque de 50 MW. ....	11
3.1.1.1.	Costo de la inversión inicial.....	11
3.1.1.2.	Sensibilidad respecto del factor de planta .....	11
3.1.1.3.	Sensibilidad respecto de la tasa de descuento .....	12
3.1.1.4.	Sensibilidad respecto de la estructura de financiamiento.....	12
3.1.2.	Análisis para parques de 30 MW.....	13
3.1.2.1.	Costo de la inversión inicial.....	13
3.1.2.2.	Sensibilidad respecto del factor de planta .....	14
3.1.2.3.	Sensibilidad respecto de la tasa de descuento. ....	14
3.1.2.4.	Sensibilidad respecto de la estructura de financiamiento.....	14
4.	Reflexiones finales.....	15

## 1. Introducción.

La competitividad de la utilización del viento para generar energía eléctrica a gran escala comparándolo con otras fuentes, es un tópico a ser analizado detalladamente para cada esquema de negocio y cada zona en el mundo. 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 eólica.

Un conjunto de factores influyen drásticamente en este resultado, de los que listamos algunos:

- 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 rondan los 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 2010, 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 referencia las potencias máximas y mínimas de la licitación actualmente en curso: 30 y 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 veinte años. Para las condiciones de contratación, se toma como referencia el proceso licitatorio en Uruguay (agosto de 2010).

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 de los 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 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 este equipo considera mejor se acercan a la situación del país en la coyuntura actual.

### **2.1.1. 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 proyecto<sup>1</sup>. 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 Bariloche<sup>2</sup> del año 2008, los costos de inversión (equipamiento e instalación) se encuentran en el entorno de U\$ 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\$ 2.850<sup>3</sup>. Esta cifra es superior a las estimaciones

---

<sup>1</sup> Datos propios en base a información del proyecto de Sierra de los Caracoles.

<sup>2</sup> “Experiencia de Argentina en Energía Renovable y su Componente Climático” (Presentación de Hilda Dubrovsky – Fundación Bariloche, Marzo de 2008)

<sup>3</sup> <http://www.ccee.org.br>

de algunos desarrolladores de Brasil respecto a una inversión en energía eólica, que la ubican en el entorno de los U\$ 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\$ 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.

Según el conocimiento de nuestro equipo, surgido del contacto fluido con fabricantes y desarrolladores, el costo de los equipos es también muy variable dependiendo 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 estas condiciones particulares de cada negociación entre privados coloquen la inversión requerida para instalar un parque eólico en un rango amplio. Este estudio considerará valores en un entorno establecido en 2.2.

Al realizar el estudio de rentabilidad de un proyecto eólico es necesario tener en cuenta que el costo de la inversión puede ser variable, lo que obliga a realizar un estudio de sensibilidad que contemple un rango representativo del costo de inversión asociado a la adquisición e instalación de los aerogeneradores.

### **2.1.2. 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\$ 0.014 y U\$ 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\$ 10 por MWh generado<sup>4</sup>.

Para el caso de Argentina, de acuerdo a valores considerados por Fundación Bariloche<sup>5</sup>, los costos variables de O&M se ubican entre un 2% y 3% de la inversión inicial en términos anuales,

---

<sup>4</sup> The Economics of Wind Energy. European Wind Energy Association, March 2009.

<sup>5</sup> “Experiencia de Argentina en Energía Renovable y su Componente Climático” (Presentación de Hilda Dubrovsky – Fundación Bariloche – marzo de 2008)

o 15% - 20% de la venta anual de energía. Estos porcentajes incluyen, además de la operación y mantenimiento, otros costos como ser: derechos de uso de terrenos, seguros, administración, etc. Para un parque de las características que aquí consideramos, estos valores equivalen a U\$ 20 por MWh generado.

Datos de Brasil indican que los gastos de operación y mantenimiento se ubican en el entorno de 15 a 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\$ 9.5 a U\$ 18.0 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 15-25% los primeros 2-3 años y entre el 25-35% 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\$ 23.000 por MW instalado. Suponiendo un factor de planta de 35 %, la producción anual sería de 30.600 MWh aproximadamente. Esto arroja un costo por O&M de U\$ 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.

### **2.1.3. 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\$ 15 por tonelada de CO<sub>2</sub><sup>6</sup>. Este valor se encuentra afectado por un alto grado de incertidumbre, lo que dificulta las estimaciones sobre su evolución.

### **2.1.4. 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 y la producción en el mismo intervalo de tiempo

---

<sup>6</sup> <http://www.pointcarbon.com/>

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 lugares con factores de capacidad estimados superiores al 35%. El parque Caracoles I, del Complejo de Parques Eólicos “Ing. Emanuel Cambilargiu”, ubicado en Sierra de los Caracoles, muestra valores de factor de planta del entorno del 37 % en el período que va de abril de 2009 a marzo de 2010.

### 2.1.5. Estructura de financiamiento

Si bien la disponibilidad de capital y financiamiento suele 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 18.763<sup>7</sup> 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.energiaeolica.gub.uy](http://www.energiaeolica.gub.uy).

## 2.2. 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** se supone de U\$ 2.000 por kW instalado. Se realizará una sensibilidad para valores de U\$ 1.500 y U\$ 2.500 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.

---

<sup>7</sup> [http://www.presidencia.gub.uy/sci/leyes/2010/07/cons\\_min\\_169.pdf](http://www.presidencia.gub.uy/sci/leyes/2010/07/cons_min_169.pdf)

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

El **costo de operación y mantenimiento** se supone de U\$ 10 por MWh hasta el tercer año, y a partir del cuarto año este costo se eleva a U\$ 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 proyecto.

Se considera un **factor de capacidad** de 35%, con sensibilizaciones para valores de factor de planta de 30% y 40%.

A los efectos de estimar los **ingresos asociados a un proyecto MDL**, se supone un precio de venta de los certificados de U\$ 15 por ton CO<sub>2</sub>. Con respecto a los **costos asociados a la obtención de certificados de reducción de emisiones**, éstos se estimaron en US\$ 100.000 para el primer año, sumándose luego anualidades por U\$ 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\$ 20.000.

Los proyectos analizados producirían certificados por reducción de emisiones comercializables equivalentes a 0,71 toneladas por MWh año generado<sup>8</sup>.

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 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.

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, los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable no tradicional son beneficiarios de una exoneración del IRAE:

- 90% de la renta entre 1/07/2009 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.

---

<sup>8</sup> 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.

Se considera que el parque evaluado comienza a facturar energía en enero de 2013.

### 3. 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. Uno referido a los precios obtenidos en la subasta brasileña de 2009 (U\$ 85/MWh), otro a la última licitación uruguaya del año 2006 (90 U\$/MWh) y un escenario también probable pero con precio mayor (U\$ 95/MWh). 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:

	Parque 30 MW		Parque 50 MW	
	TIR	VAN (en miles de U\$)	TIR	VAN (en miles de U\$)
U\$ 85	10,3%	701	11,3%	4.516
U\$ 90	12%	4.105	13%	10.189
U\$ 95	13,6%	7.509	14,7%	15.862

Considerando el flujo de caja puro del proyecto (equivalente a una inversión enteramente cubierta con fondos propios) los resultados son los siguientes.

	Parque 30 MW		Parque 50 MW	
	TIR	VAN (en miles de U\$)	TIR	VAN (en miles de U\$)
U\$ 85	8,5%	-6.729	9%	-7.422
U\$ 90	9,3%	-3.325	9,8%	-1.750
U\$ 95	10%	78.7	10,5%	3.923

### 3.1. 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.

#### 3.1.1. Análisis para el caso un parque de 50 MW.

##### 3.1.1.1. Costo de la inversión inicial.

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

		Inversión (miles de U\$S/MW instalado)		
		1.500	2.000	2.500
Precio por MWh	U\$ 85	24.391	4.516	-15.359
	U\$ 90	30.064	10.189	-9.686
	U\$ 95	35.737	15.862	-4.014

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

		Inversión (miles de U\$S/MW instalado)		
		1.500	2.000	2.500
Precio por MWh	U\$ 85	19,5%	11,3%	6,3%
	U\$ 90	21,7%	13%	7,7%
	U\$ 95	23,9%	14,7%	9%

##### 3.1.1.2. 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 40% y 30%, 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\$).

		Factor de planta		
		0,30	0,35	0,40
Precio por MWh	U\$ 85	-8.257	4.516	17.290
	U\$ 90	-3.398	10.189	23.776
	U\$ 95	1.461	15.862	30.262

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

		Factor de planta		
		0,30	0,35	0,40
Precio por MWh	U\$ 85	7,5%	11,3%	15,1%
	U\$ 90	9%	13%	17,1%
	U\$ 95	10,4%	14,7%	19%

### 3.1.1.3. 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\$).

		Tasa de descuento		
		8%	10%	12%
Precio por MWh	U\$ 85	13.178	4.516	-1.913
	U\$ 90	19.830	10.189	2.983
	U\$ 95	26.481	15.862	7.879

### 3.1.1.4. 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\$).

		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio por MWh	U\$ 85	2.811	4.516	6.222
	U\$ 90	8.483	10.189	11.894
	U\$ 95	14.156	15.862	17.567

b) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre la TIR.

		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio por MWh	U\$ 85	10,7%	11,3%	12,3%
	U\$ 90	12,1%	13%	14,4%
	U\$ 95	13,5%	14,7%	16,5%

### 3.1.2. Análisis para parques de 30 MW.

#### 3.1.2.1. Costo de la inversión inicial.

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

		Inversión (miles de U\$S/MW instalado)		
		1.500	2.000	2.500
Precio por MWh	U\$ 85	12.627	701	-11.224
	U\$ 90	16.030	4.105	-7.820
	U\$ 95	19.434	7.509	-4.416

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

		Inversión (U\$S/MW instalado)		
		1.500	2.000	2.500
Precio por MWh	U\$ 85	17,8%	10,3%	5,6%
	U\$ 90	19,9%	12%	7%
	U\$ 95	22%	13,6%	8,3%

### 3.1.2.2. 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 40% y 30%, 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\$).

		Factor de planta		
		0,30	0,35	0,40
Precio por MWh	U\$ 85	-6.963	701	8.365
	U\$ 90	-4.047	4.105	12.257
	U\$ 95	-1.132	7.509	16.149

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

		Factor de planta		
		0,30	0,35	0,40
Precio por MWh	U\$ 85	6,7%	10,3%	14%
	U\$ 90	8,1%	12%	15,9%
	U\$ 95	9,5%	13,6%	17,7%

### 3.1.2.3. 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 e U\$).

		Tasa de descuento		
		8%	10%	12%
Precio por MWh	U\$ 85	5.729	701	-3.012
	U\$ 90	9.720	4.105	-74
	U\$ 95	13.711	7.509	2.863

### 3.1.2.4. 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\$).

		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio por MWh	U\$ 85	-360	701	1.763
	U\$ 90	3.044	4.105	5.166
	U\$ 95	6.447	7.509	8.570

b) Efecto del porcentaje de financiamiento sobre la TIR.

		Porcentaje de financiamiento		
		60%	70%	80%
Precio por MWh	U\$ 85	9,8%	10,3%	11%
	U\$ 90	11,2%	12%	13%
	U\$ 95	12,6%	13,6%	15,1%

#### 4. Reflexiones finales

A partir del análisis de los resultados expuestos y en el marco de las hipótesis consideradas para el caso base, podemos concluir que es posible obtener una tasa de rentabilidad mayor al 10% (tasa de descuento supuesta para este estudio) **tanto para parques de 30 MW como de 50 MW**, para valores de la energía **superiores a U\$ 85 el MWh**. Suele suceder que empresas del exterior consideren requerimientos de tasas superiores para inversiones en Uruguay, las que los diversos análisis de sensibilidades demuestran que son posibles de alcanzar, por medio de combinaciones adecuadas de las variables manejadas.

Resulta interesante, como dato complementario a las sensibilizaciones realizadas, observar qué sucede si respecto a uno de los casos base (U\$ 90 el MWh), se hace variar simultáneamente el tamaño del parque y el costo por MW instalado. Esto se sustenta en la idea de que las condiciones de compra de equipamiento y servicios pueden variar en la medida que la dimensión del parque es mayor o menor.

Los resultados son los siguientes:

- a) Efectos del tamaño del parque y el costo del MW instalado sobre el VAN (en miles de U\$) para el caso de un precio de la energía de U\$ 90 MWh.

		Tamaño del parque (MW)		
		30	40	50
Costo por MW instalado (en miles de U\$)	2.500	-7.820	-8.753	-9.686
	2.000	4.105	7.147	10.189
	1.500	16.030	23.047	30.064

- b) Efectos del tamaño del parque y el costo del MW instalado sobre la TIR para el caso de un precio de la energía de U\$ 90 MWh.

		Tamaño del parque (MW)		
		30	40	50
Precio por MWh instalado (en miles de U\$)	2.500	7%	7,4%	7,7%
	2.000	12%	12,6%	13%
	1.500	19,9%	21%	21,7%