



ADMINISTRACIÓN NACIONAL  
DE USINAS Y TRASMISIONES  
ELÉCTRICAS

ÁREA: PLANIFICACIÓN Y SECRETARÍA TÉCNICA  
DIVISIÓN: PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES Y MEDIO AMBIENTE

## SECTOR : PLANIFICACIÓN DE INVERSIONES

# EVALUACION ECONÓMICA DE UN PARQUE EOLICO DE 20 MW



Nº de documento: PI-006/01

Autor (es): P. Mosto, M. Ibarburu, G.Triunfo, F. Fontana

Fecha de creación : 23/07/01

Número de revisión : 5

Fecha de última revisión : 08/08/01

Nombre del archivo : G:\Pla\Pla\_datos\Archivos\PI\2001\06.2001\Evaluación económica  
parque eólico 20 MW

# INDICE

<b>1</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>3</b>
1.1	OBJETIVO DEL ESTUDIO Y CONCLUSIONES .....	3
1.2	HIPÓTESIS.....	4
1.3	RESULTADOS.....	5
1.3.1	<i>Rentabilidad para diversos valores de inversión, del subsidio y factores de performance</i> ..	5
1.3.2	<i>Valores de corte de la inversión para lograr una rentabilidad del 12% nominal</i> .....	6
1.4	SENSIBILIDADES.....	7
<b>2</b>	<b>REDUCCIÓN DE EMISIONES</b> .....	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>UBICACIÓN SUPUESTA PARA EL PARQUE EÓLICO</b> .....	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>COSTOS</b> .....	<b>10</b>
4.1	COSTOS DE INVERSIÓN.....	10
4.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	12
<b>5</b>	<b>PRECIO DE LA ENERGÍA</b> .....	<b>12</b>
5.1	REMUNERACIÓN ADICIONAL EN OTROS PAÍSES .....	13
<b>6</b>	<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA TURBINA EÓLICA</b> .....	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>FACTOR DE PERFORMANCE</b> .....	<b>14</b>
<b>8</b>	<b>CONEXIÓN A LA RED DE UTE</b> .....	<b>14</b>
<b>9</b>	<b>CAMINO DE ACCESO</b> .....	<b>15</b>
<b>10</b>	<b>IMPUESTOS</b> .....	<b>15</b>
<b>11</b>	<b>CONSIDERACIONES AMBIENTALES E INGRESO POR CONCEPTO DE REDUCCIÓN EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub></b> .....	<b>15</b>
<b>12</b>	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO DESDE EL PUNTO DE VISTA AMBIENTAL</b> .....	<b>16</b>
12.1	EN BASE AL PROTOCOLO DE KYOTO.....	17
12.1.1	<i>Calculo de emisiones con coef. del “Programa de eficiencia energética en el Uruguay”</i>	17
12.1.2	<i>En base a datos de Consultora Iberdrola( valores medios)</i> .....	17
12.1.3	<i>Cálculo de emisiones con coeficiente de emisión marginal</i> .....	18
12.1.4	<i>Valorización económica del ahorro de misiones de CO<sub>2</sub></i> .....	18
12.2	EN BASE AL FONDO DE MEDIO AMBIENTE MUNDIAL (GEF).....	19
<b>13</b>	<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>20</b>
<b>14</b>	<b>LISTA DE FABRICANTES Y POTENCIAS</b> .....	<b>21</b>
<b>15</b>	<b>PLANILLAS DEL PLAN DE NEGOCIOS</b> .....	<b>22</b>

# 1 RESUMEN EJECUTIVO

## 1.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO Y CONCLUSIONES

El objetivo de este estudio es evaluar económicamente un hipotético parque eólico genérico de 20MW, analizando la viabilidad y alternativas de un emprendimiento de este tipo.

Se adoptaron dos enfoques complementarios:

- Se calcula la TIR nominal del proyecto, con 100% de fondos propios, para distintos valores de los costos unitarios de inversión, de los factores de performance y de los eventuales subsidios a la energía generada por el proyecto.
- Se determina cuál sería el valor de corte de la inversión en aerogenerador (US\$/kW), que logra una rentabilidad del 12% nominal, considerando variaciones en los parámetros del problema.

La principal conclusión del estudio es que, si se lograra un factor de performance de 0.5, un pago por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> razonable y la inversión fuese del orden de 700 US\$/kW, alcanzaría un subsidio del orden de 10 US\$/MWh, para hacer rentable el proyecto a la tasa del 12% nominal (subsidio del orden del que se concede en la región a las energías renovables).

Asimismo debe tenerse en cuenta que, si el nivel de inversión alcanzado fuera de 900 US\$/kW y el factor de performance de 0.4, aún contando con ingresos adicionales por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y por subsidio explícito, la rentabilidad del proyecto resulta de 6,4%.

El análisis de sensibilidad muestra la influencia del factor de performance en los resultados obtenidos. El entorno de valores de 0,4 a 0,5 surge de considerar los registros de la planta piloto de Sierra de Caracoles. Es importante destacar que, aunque los cambios tecnológicos tiendan a mejorar el desempeño de los generadores, un eventual cambio de localización que optimice la conexión a la red podría afectar el valor de factor de performance a obtener.

De las consideraciones realizadas puede concluirse que las posibles líneas de acción a seguir serían:

- Profundizar en la obtención de ofertas firmes de proveedores, para verificar si es factible un nivel de costos de aerogeneradores del orden de 700 US\$/kW,

- Avanzar, con apoyo especializado externo, en la realización de ensayos y actualización de estudios, para la selección de un sitio que optimice tanto las características de viento como los costos conexos, y cuyo factor de performance no sea muy inferior a 0.5.
- Realizar gestiones con el Poder Ejecutivo, con el fin de obtener subsidios no menores a 10 US\$/MWh a la energía eólica generada, así como gestiones con organismos internacionales para analizar la factibilidad y los procedimientos de recibir un pago por reducción de emisiones. En un análisis preliminar puede estimarse que estos últimos pagos por reducción de emisiones son de una magnitud menor a los subsidios gubernamentales explícitos que se conceden en la región.

## 1.2 HIPÓTESIS

El parque eólico de 20 MW se supone interconectado a la red de UTE y compuesto por 27 aerogeneradores de 750 kW de potencia cada uno. La interconexión a la red se plantea mediante una línea de 15 km de 60 kV. Este nivel de tensión permitiría una eventual expansión futura del parque y también posibilita la modularidad de comenzar operando en 30 kV.

**Se consideraron tres valores de venta de la energía al sistema interconectado: 25, 27 y 29 US\$/MWh.** Estos precios medios, además de asumir la característica no-firme de la energía eólica, consideran al proyecto operando en un sistema donde están presentes los contratos con Argentina y donde se produce la entrada del gas natural.

La inversión total en el proyecto es de 24.3 MUS\$, para un costo del aerogenerador de 900 US\$/kW, incluyendo costos de introducción y cargas sociales asociadas. Para un costo del aerogenerador de 600 US\$/kW el costo de inversión sería de 17.6 MUS\$.

Se supone que el proyecto obtendría:

- Exoneraciones impositivas y arancelarias máximas como resultado de su carácter de interés nacional: exoneración de IVA a la importación, de impuesto al patrimonio, y depreciación acelerada en 10 años.
- El proyecto podría obtener el apoyo de fondos mundiales destinados a la mejora del medio ambiente por los beneficios ambientales que el proyecto produce, por la reducción de emisiones gaseosas, en una magnitud de 5 US\$ por tonelada de CO<sub>2</sub> evitado.

Adicionalmente se ha evaluado la sensibilidad de los resultados ante la existencia de un subsidio de otro origen, como por ejemplo aportes directos del Gobierno, basados en una política energética de fomento a las fuentes de energía de origen renovable.

En cuanto a los subsidios oficiales aplicados por las autoridades energéticas en otros países, sobre lo cual hay mayor información en el capítulo 5, cabe extractar que en los países con mayor proporción de potencia eólica instalada, se establecen tarifas especiales para remunerar estos emprendimientos. En Alemania se establece por Ley un pago igual al 90% de la tarifa de venta de la empresa eléctrica. En España, se paga una prima a la producción de electricidad con energías renovables, que es de 5 ptas/kWh (unos 27 US\$/MWh). Brasil ha establecido un mecanismo por el cual las empresas distribuidoras pueden trasladar a tarifas un mayor costo de contratos de compra de energía de origen renovable (45 US\$/MWh contra 36 US\$ de fuentes convencionales). En Argentina, la Ley dispone se remunere 10 US\$/MWh adicionales a la generación eólica, además de permitir diferir el pago de IVA a las inversiones de capital.

Tomando como referencia lo aplicado en la región, se analiza como posibilidad un subsidio de 10 US\$/MWh.

### 1.3 RESULTADOS

#### 1.3.1 Rentabilidad para diversos valores de inversión, del subsidio y factores de performance

En este enfoque se supuso un precio de venta de 25 US\$/MWh.

- En el caso base se tomó un costo de 900 US\$/kW instalado (sólo por concepto de aerogeneradores) y 0.4 de factor de performance.

Si no existiese ningún subsidio a la energía generada, sino solamente un pago por CO2 evitado como el indicado antes, la TIR de este proyecto sería de 2.6% nominal. Si se agrega un subsidio de 10 US\$/MWh generado, la TIR pasa a 6.4% nominal.

Este caso base de inversión de 900 US\$/kW instalado, es el que surge de las publicaciones especializadas consultadas, como se describe en el punto 4, Costos. En este escenario, aún si se diera un factor de performance de 0,5 si se desea obtener una tasa de retorno del 12% nominal, el ingreso total por MWh (suma de precio de la energía en contrato, más subsidio, más ingresos por reducción de emisiones), debe ser de 45 US\$/MWh.

- En un caso más favorable pero que no aparece en las fuentes consultadas, en el que se supone 600 US\$/MWh y 0.5 de factor de performance, si no existiese ningún subsidio a la energía generada, sino solamente un pago por CO2 evitado como el indicado antes, la TIR de este proyecto sería de 8.6% nominal. Si se agrega un subsidio de 10 US\$/MWh generado, la TIR pasa a 13.4% nominal.

### Tabla de resumen de resultados (incluye ingresos por CO2 evitado)

Costo unitario de Inversión (US\$/kW)	Subsidio (US\$/MWh)	Factor de Performance	TIR nominal del proyecto en 20 años con 100% de fondos propios
<b>900</b>	<b>0</b>	<b>0.4</b>	<b>2.6%</b>
<b>900</b>	<b>10</b>	<b>0.4</b>	<b>6.4%</b>
600	0	0.5	8.6%
600	10	0.5	13.4%

### 1.3.2 Valores de corte de la inversión para lograr una rentabilidad del 12% nominal

Se calcularon los costos unitarios de inversión en US\$/kW instalado en el aerogenerador, que permiten una rentabilidad del 12% nominal, para diversas hipótesis de precios de venta de la energía, magnitud del subsidio obtenido, posibilidad de ingresos adicionales por reducción de emisiones de CO2 y factor de performance. Los resultados obtenidos se presentan en las tablas siguientes.

#### Resultados para factor de performance de 0.4

Precio de venta	Pago por CO2	Subsidio	Costo de inversión para alcanzar 12%
25	0	0	273
25	1.56	0	307
27	0	0	314
27	1.56	0	346
29	0	0	354
29	1.56	0	350
25	0	10	480
25	1.56	10	500
27	0	10	520
27	1.56	10	550
29	0	10	561
29	1.56	10	594

## Resultados para factor de performance de 0.5

Precio de venta	Pago por CO2	Subsidio	Costo de inversión para alcanzar 12%
25	0	0	385
25	1.56	0	425
27	0	0	436
27	1.56	0	475
29	0	0	486
29	1.56	0	525
25	0	10	639
25	1.56	10	681
27	0	10	694
27	1.56	10	725
29	0	10	744
29	1.56	10	786

De las tablas surge que, obteniéndose en el proyecto un factor de performance de 0,5, es necesario complementar con un subsidio adicional los ingresos a obtener en el mercado, de forma de alcanzar la rentabilidad objetivo, con un entorno de valores de inversión entre 600 y 700 US\$/kW.

### 1.4 SENSIBILIDADES

Se realizaron sensibilidades, a los cálculos presentados en 1.3.1 a los costos de inversión, al monto del subsidio y al factor de performance de los aerogeneradores, con precio de venta de 25US\$/MWh, que se presentan a continuación.

**Sensibilidad de la TIR nominal en 20 años, al valor del subsidio y del factor de performance, para 900 US\$/kW instalado**

	Factor de performance						
	6%	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
	<b>0</b>	1.3%	2.6%	3.8%	4.9%	5.9%	6.9%
	<b>1</b>	1.7%	3.0%	4.2%	5.3%	6.4%	7.4%
	<b>2</b>	2.1%	3.4%	4.6%	5.8%	6.8%	7.8%
Subsidio (US\$/MWh)	<b>3</b>	2.5%	3.8%	5.1%	6.2%	7.3%	8.3%
	<b>4</b>	2.9%	4.2%	5.5%	6.6%	7.7%	8.8%
	<b>5</b>	3.2%	4.6%	5.9%	7.0%	8.2%	9.2%
	<b>6</b>	3.6%	5.0%	6.2%	7.4%	8.6%	9.7%
	<b>7</b>	3.9%	5.3%	6.6%	7.8%	9.0%	10.1%
	<b>8</b>	4.3%	5.7%	7.0%	8.2%	9.4%	10.5%
	<b>9</b>	4.6%	6.0%	7.4%	8.6%	9.8%	10.9%
	<b>10</b>	4.9%	6.4%	7.7%	9.0%	10.2%	11.3%
	<b>11</b>	5.2%	6.7%	8.1%	9.4%	10.6%	11.7%
	<b>12</b>	5.6%	7.0%	8.4%	9.7%	11.0%	12.1%
	<b>13</b>	5.9%	7.4%	8.8%	10.1%	11.3%	12.5%
	<b>14</b>	6.2%	7.7%	9.1%	10.4%	11.7%	12.9%
	<b>15</b>	6.5%	8.0%	9.4%	10.8%	12.1%	13.3%

**Sensibilidad de la TIR nominal en 20 años, al valor del subsidio y del factor de performance, para 600 US\$/kW instalado**

		Factor de performance						
		10%	0.35	0.4	0.45	0.5	0.55	0.6
Subsidio (US\$/MWh)	0		4.7%	6.1%	7.4%	8.6%	9.8%	10.9%
	1		5.1%	6.5%	7.9%	9.2%	10.4%	11.5%
	2		5.5%	7.0%	8.4%	9.7%	10.9%	12.1%
	3		6.0%	7.5%	8.8%	10.2%	11.4%	12.6%
	4		6.4%	7.9%	9.3%	10.6%	11.9%	13.1%
	5		6.8%	8.3%	9.8%	11.1%	12.4%	13.7%
	6		7.2%	8.7%	10.2%	11.6%	12.9%	14.2%
	7		7.6%	9.2%	10.6%	12.1%	13.4%	14.7%
	8		7.9%	9.6%	11.1%	12.5%	13.9%	15.2%
	9		8.3%	10.0%	11.5%	13.0%	14.4%	15.7%
	10		8.7%	10.3%	11.9%	13.4%	14.8%	16.2%
	11		9.0%	10.7%	12.3%	13.8%	15.3%	16.7%
	12		9.4%	11.1%	12.7%	14.3%	15.7%	17.2%
	13		9.8%	11.5%	13.1%	14.7%	16.2%	17.7%
	14		10.1%	11.9%	13.5%	15.1%	16.6%	18.1%
	15		10.4%	12.2%	13.9%	15.5%	17.1%	18.6%

## 2 REDUCCIÓN DE EMISIONES

Se estima la reducción de gases de efecto invernadero, a través de la cuantificación de la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> por el desplazamiento de energía de origen térmico por la de generación de origen eólico.

Se toma como referencia un coeficiente de emisión incremental de **312 gr de CO<sub>2</sub>/kWh** y se valoriza a **5 US\$/ton CO<sub>2</sub>**, de acuerdo al detalle de cálculo incluido en los capítulos 11 y 12.

Factor de Performance	Energía desplazada por año en (GWh)	Reducción de emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> (Toneladas)	Beneficio por comercialización de CO <sub>2</sub> (MUS\$)
0.4	70.1	437424	2.2
0.5	87.6	546624	2.7

Esta tabla nos muestra que a los valores considerados de beneficio por comercialización de CO<sub>2</sub> van de 2.2 a 2.7 MU\$S para los 20 años del proyecto.

En el capítulo 12 se analiza el cálculo del coeficiente de emisión de CO<sub>2</sub> utilizado.

### 3 UBICACIÓN SUPUESTA PARA EL PARQUE EÓLICO

La selección del sitio para la ubicación del Parque Eólico depende entre otros elementos del potencial eólico (velocidad media del viento), de la cantidad de aerogeneradores a instalar (área a utilizar), de las características circundantes de actividad humana y de producción, de la distancia a las líneas del sistema eléctrico nacional y de la facilidad de acceso al predio.

Buscando reflejar un caso vinculado a la experiencia concreta disponible, la ubicación supuesta fue en la Sierra de Caracoles (Dpto. de Maldonado) a 10 Km de la ruta 9 ( Abra de Perdomo Km 129.5 ) que fue seleccionada a partir de los resultados obtenidos del estudio realizado bajo el Convenio UTE - Facultad de Ingeniería (1991), " Cuantificación del potencial eólico nacional aplicable a la generación eléctrica en gran escala" y donde actualmente se encuentra emplazado el primer generador eólico conectado a la red (emprendimiento piloto de 150 kW).

Si bien en esa zona existe espacio suficiente para la instalación del parque propuesto, se pueden presentar dificultades en la ejecución de la obra civil y montaje, como se vivió en la ejecución del proyecto de la planta piloto. En efecto, la característica de los cerros beneficiosa para obtener buenos vientos, determina que un parque deba instalarse a lo largo de las cumbres, dando lugar a una extensión total cercana a 4 km, con los consiguientes desafíos de instalación e interconexión.

Esto hace pensar que sobre la base de un nuevo estudio de vientos a realizar, se podría pensar en otros posibles lugares para la instalación del parque propuesto, teniendo en cuenta que con las nuevas tecnologías se han desarrollado equipos que trabajan con velocidades de viento inferiores, más eficientes y con potencias mayores, donde se compensaría la elección de un lugar más accesible para su montaje con un aprovechamiento del viento inferior, comparado con un lugar de difícil montaje con un buen aprovechamiento del viento. Esto se puede lograr gracias al constante avance tecnológico que tienen los generadores eólicos.

El área necesaria de terreno aproximada para cada aéreo generador es de 3.5 há lo que da unas 100 há. (  $3 \times 48.2 \times 5 \times 48.2 = 34848 \text{ m}^2 \text{ c/u}$  ).

Si se colocaran alineados en la cima de un cerro ocupan unos 4 km lineales.

No se considera el costo del predio en los costos del proyecto, ni la servidumbre donde se emplazarán los generadores.

La distancia de la zona hipotética utilizada como base para emplazar la Central eólica a ruta nacional más próxima es de aproximadamente 10 km y la distancia a las líneas del sistema eléctrico nacional es de 15 km en promedio.

## **4 COSTOS**

### **4.1 COSTOS DE INVERSIÓN**

Para definir el costo unitario de la turbina se tomaron como referencia valores sugeridos por alguna de las empresas fabricantes, valores publicados en revistas especializadas en el tema y los citados en versiones de prensa por la Facultad de Ingeniería.

El costo de inversión se supuso distribuido en un 20% para el primer año y 80% para el segundo, se considera una vida útil del proyecto de 20 años y una tasa de reajuste de los precios de compra y venta de 2% anual.

Como referencias documentadas para los costos de inversión se consideró el artículo técnico sobre energía eólica en América Latina de la revista Potencia publicado en noviembre-diciembre 2000. Allí se presentan valores comprendidos entre 900 y 1200 U\$\$/kW, sin especificar si estos valores incluyen algún período de garantía y los costos de operación y mantenimiento del sistema.

Por otra parte se hicieron consultas vía e-mail a las principales empresas que fabrican turbinas eólicas con potencias similares a las que son de nuestro interés para el análisis de la inversión. De la consulta se obtuvo que sobre la base de instalaciones ejecutadas en Argentina y Costa Rica, se maneja un costo unitario para plantas con potencias comprendidas entre 7 y 24 MW entre 1000 y 1280 U\$\$/kW, que incluyen el costo de operación y mantenimiento con un período de garantía de 5 años, 4 km de línea de MT para su conexión a la red y algunos cambios en la subestación existente

Por otra parte el parque eólico de Casone Romano (Italia), que está en funcionamiento desde el año 1995, tuvo un costo de inversión de MUS\$ 4.1, con una potencia instalada de 3500 kW formada por 10 aerogeneradores de 350 kW, representando un costo por potencia instalada de 1170 US\$/kW con excepción de los impuestos. Si se deducen los montos correspondientes para obtener el costo de instalación del aerogenerador se tiene un valor del orden de los 900 US\$/kW.

Los valores manejados en el mes de marzo en la prensa por la Facultad de Ingeniería fueron del orden de US\$600 el kW en origen, para un conjunto de varios aerogeneradores de una potencia entre 700 y 900 kW. En presentación realizada en Noviembre de 2000, se mostró un cuadro elaborado por técnicos de dicha Facultad, donde se preveía para el 2001 cifras del orden de US\$ 920/kW y recién se alcanzaba el nivel de US\$ 600/kW hacia el año 2014.

Teniendo presente estos valores, se adoptó como valor de base un costo unitario de 900 US\$/kW para el análisis de la inversión, considerando en forma separada los costos de operación y mantenimiento, los que corresponden a la línea de conexión a la red y la subestación correspondiente y los costos de internación en el país. Como alternativa de sensibilidad se toma un valor de 600 US\$/kW.

En las tablas siguientes se presenta un desglose de las inversiones, para ambos casos de costo unitario del aerogenerador.

### Presupuesto de inversión para 900 US\$/kW

<b>Tasa de costos de introducción sobre FOB</b>			<b>6.9%</b>
<b>Tasa de cargas sociales sobre caminos transporte y montaje</b>			<b>90%</b>
<b>Tasa de imprevistos sobre llave en mano</b>			<b>5%</b>
<i>Costo unitario de aerogenerador</i>			900 US\$/kW.inst
Compra de aerogeneradores			18.00 MUS\$
Caminos, fundaciones			0.63 MUS\$
Instalación eléctrica excepto línea			0.89 MUS\$
Línea de conexión	(Unitario	35000 US\$/km)	0.53 MUS\$
Transporte interno y grúas			0.31 MUS\$
Montaje			0.14 MUS\$
<b>Subtotal sin impuestos, aranceles ni cargas sociales</b>			<b>20.49 MUS\$</b>
Costos de desarrollo y puesta en servicio del proyecto			0.30 MUS\$
Capital de trabajo			0.15 MUS\$
Costos de introducción de equipos (Brou y Aduana)			1.24 MUS\$
Aranceles			0.00
IVA a la importación			MUS\$
Cargas sociales sobre caminos, transporte y montaje			1.0 MUS\$
<b>Imprevistos</b>			<b>1.2 MUS\$</b>
<b>Total inversiones con aranceles y cargas sociales sin IVA</b>			<b>24.3 MUS\$</b>
Total de inversiones que se deprecian			24.2 MUS\$
Total de inversiones gravadas por IVA			0.0 MUS\$

## Presupuesto de inversión para 600 US\$/kW

<b>Tasa de costos de introducción sobre FOB</b>		<b>6.9%</b>
<b>Tasa de cargas sociales sobre caminos transporte y montaje</b>		<b>90%</b>
<b>Tasa de imprevistos sobre llave en mano</b>		<b>5%</b>
<i>Costo unitario de aerogenerador</i>		600 US\$/kW.inst
Compra de aerogeneradores		12.00 MUS\$
Caminos, fundaciones		0.63 MUS\$
Instalación eléctrica excepto línea		0.89 MUS\$
Línea de conexión	(Unitario 35000 US\$/km)	0.53 MUS\$
Transporte interno y grúas		0.31 MUS\$
Montaje		0.14 MUS\$
<b>Subtotal sin impuestos, aranceles ni cargas sociales</b>		<b>14.49 MUS\$</b>
Costos de desarrollo y puesta en servicio del proyecto		0.30 MUS\$
Capital de trabajo		0.15 MUS\$
Costos de introducción de equipos (Brou y Aduana)		0.83 MUS\$
Aranceles		0.00
IVA a la importación		MUS\$
Cargas sociales sobre caminos, transporte y montaje		1.0 MUS\$
<b>Imprevistos</b>		<b>0.8 MUS\$</b>
<b>Total inversiones con aranceles y cargas sociales sin IVA</b>		<b>17.6 MUS\$</b>
Total de inversiones que se deprecian		17.4 MUS\$
Total de inversiones gravadas por IVA		0.0 MUS\$

## 4.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se supone un costo anual de operación y mantenimiento, que en dólares constantes es de 270 000 dólares anuales.

Adicionalmente, se supone un pago de peajes por el uso del sistema de transmisión de 248 000 dólares anuales.

## 5 PRECIO DE LA ENERGÍA

Se tomaron precios monómicos de referencia de 25, 27 y 29 US\$/MWh para el mercado mayorista uruguayo. Estos precios tienen en cuenta la entrada del gas natural al Uruguay en el año 2002. También tienen en cuenta los contratos de potencia con Argentina o en su defecto centrales térmicas instaladas en territorio uruguayo.

En el capítulo 11 “Consideraciones Ambientales” se presentan los pagos adicionales que podrían obtenerse a cambio de certificados por reducción de emisiones.

## **5.1 REMUNERACIÓN ADICIONAL EN OTROS PAÍSES**

La remuneración supuesta para el proyecto operando en Uruguay se simuló a través de tres componentes. En primer término, el precio medio de mercado que recibiría una planta de generación eólica. En segundo lugar, un ingreso adicional proveniente de la venta de certificados por reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Por último, se consideró la posibilidad de contar con un subsidio explícito de carácter gubernamental, basado en una política energética de fomento de uso de fuentes renovables.

El tercer elemento mencionado es utilizado ampliamente en distintos países, particularmente, en aquellos que han logrado importantes porcentajes de instalación de potencia de origen renovable.

En Alemania, según informaciones del Instituto Fraunhofer, del Ministerio Federal Alemán para el Medio Ambiente, Conservación Natural y Seguridad Nuclear, el marco legal establece que un productor que provea a la red interconectada energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, cobrará el 90% del precio de venta de la empresa eléctrica de la zona.

En España, los subsidios reciben el nombre de “prima a la producción de electricidad con energías renovables”, con un monto de 5 ptas/kWh (unos 27 US\$/MWh).

Brasil ha establecido un mecanismo por el cual las empresas distribuidoras pueden trasladar a tarifas un mayor costo de contratos de compra de energía de origen renovable que los costos que pueden trasladar de energías convencionales. En febrero de 2001, ANEEL emitió resolución donde establece un valor normativo de 45 US\$/MWh para energía eólica contra 29 US\$/MWh para centrales a gas. A raíz del plan emergencial, en julio el valor normativo a considerar para las centrales a gas pasó a 36 US\$/MWh.

En Argentina, la Ley dispone se remunere 10 US\$/MWh adicionales a la generación eólica, además de permitir diferir el pago de IVA a las inversiones de capital.

## **6 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA TURBINA EÓLICA.**

Si bien el estudio no se refiere a un proyecto concreto, se tomó como base para el cálculo los datos generales del equipamiento de una turbina de 750 kW que es una de las más usadas en el mercado, cuyas características técnicas son las siguientes:

Potencia nominal	: 750kW
Velocidad nominal viento	: 16 m/s
Diámetro del rotor	: 48.2 m
Número de palas	: 3
Area barrida	: 1824 m <sup>2</sup>
Revoluciones del rotor	: 22/15 rpm
Voltaje nominal	: 690 V
Frecuencia nominal	: 50 Hz
Altura al centro	: 45/50/55/60/70 m
Control remoto	: por modem

## **7 FACTOR DE PERFORMANCE**

Este factor representa la proporción de horas de funcionamiento de la planta respecto al total de las horas del año. Se estima un factor de performance de 0.4, basado en el desempeño de la planta piloto existente. Se incluye además en el análisis una sensibilidad a la variación de este factor utilizando el 0.5.

## **8 CONEXIÓN A LA RED DE UTE**

Se planteó para la conexión a la red de UTE una línea de 15 km, 60 kV y un transformador elevador de 60/150kV, para poder asegurar una conexión confiable y segura desde el parque a la red de UTE. El nivel de tensión de 60 kV permite futuras expansiones, a la vez que puede operarse inicialmente en 30 kV. Alternativamente, podría considerarse una interconexión en 30 kV, la que podría transmitir del orden de 20 MW utilizando el mayor conductor normalizado empleado por UTE.

Como la energía generada entra a la red de UTE en alta tensión y por su potencia tendría sólo efectos locales, no se consideran las pérdidas asociadas.

Las líneas, los transformadores, las protecciones y secciones de maniobra de son cargadas al proyecto como instalaciones adicionales necesarias. No se trata de un costo menor por lo que corresponde su inclusión en la valorización completa.

En muchos proyectos concretos, la oferta de los fabricantes sólo alcanza las obras de generación quedando la conexión a cargo del interesado.

## 9 CAMINO DE ACCESO

Las obras de caminería consisten en mejorar los caminos existentes a fin de permitir la circulación de los vehículos destinados al transporte e izaje de los componentes hasta el predio del Parque Eólico.

También se considera la realización de los tramos finales a cada uno de los aerogeneradores donde no existe camino

## 10 IMPUESTOS

Para la evaluación del proyecto se supuso que la inversión en el mismo, está sujeta a las tasas de la Dirección Nacional de Aduanas, Servicios y Comisión del BROU para los equipos importados (las que constituyen un 6.9% del valor FOB), pero está exento de IVA a la importación de equipos.

El proyecto está exento de impuesto al patrimonio, deprecia sus inversiones en 10 años y está gravado por el IRIC.

Las pérdidas eventuales del proyecto, derivan en una reducción del monto imponible del IRIC de la empresa que ejecuta el proyecto.

## 11 CONSIDERACIONES AMBIENTALES E INGRESO POR CONCEPTO DE REDUCCIÓN EN LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub>.

Si bien el proyecto presenta cierto impacto visual debido a la extensión que ocuparía en la parte superior de la Sierra se trata de una zona productora ubicada al norte de San Carlos, con escasa utilización de la porción de tierra allí ubicada y localización distante del paso de flujo turístico.

Además los aerogeneradores no requieren desafectar el uso del suelo, pudiendo continuarse la actividad a su alrededor.

Los valores adicionales que se surgen por las consideraciones ambientales son los siguientes:

Precio por CO <sub>2</sub> evitado	5 US\$/ton
CO <sub>2</sub> evitado por MWh generado	0.312 ton/MWh
Ingreso por CO <sub>2</sub> evitado	1.56 US\$/MWh

Es decir que el proyecto percibe un ingreso de 1.56 US\$/MWh generado por concepto de su contribución a la reducción de emisiones, sin perjuicio de un subsidio adicional de otro origen.

## **12 ANÁLISIS ECONÓMICO DESDE EL PUNTO DE VISTA AMBIENTAL**

Los beneficios ambientales del proyecto objeto del estudio, se centran básicamente en la reducción de emisiones gaseosas al ambiente, siendo éstas de dos tipos principales: de efecto global (CO<sub>2</sub>) y de efecto local (CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM<sub>10</sub>).

Dentro de las emisiones de efecto global se encuentra el dióxido de carbono, el cual es uno de los denominados “gases de efecto invernadero”, cuyo aumento de concentración provoca una mayor retención de la radiación emitida por la superficie del planeta con consecuencias en el régimen térmico de la atmósfera.

Dentro de las emisiones de efecto local, se encuentran el SO<sub>2</sub>, CO y el NO<sub>x</sub>, los cuales más allá de los efectos locales conocidos, tal como el de la lluvia ácida, contribuyen en forma indirecta al efecto invernadero.

La preocupación internacional por el fenómeno del cambio climático y por tomar acciones tendientes a detener la concentración de los gases de efecto invernadero, se plasma en iniciativas tales como el **Fondo de Medio Ambiente Mundial (GEF) y el Protocolo de Kyoto**.

El Fondo de Medio Ambiente Mundial es financiado por un conjunto de gobiernos y administrado por el Banco Mundial. Este fondo está destinado a promover proyectos que no son económicamente rentables pero que podrían llegar a serlo en función de los beneficios ambientales globales que producen. La forma de apoyo a estos proyectos es la donación.

En el Protocolo de Kyoto los países industrializados incluidos en el Anexo I de la Convención Marco de Cambio Climático, ahora Anexo B del Protocolo, se comprometieron a una reducción de 5.2% en las emisiones de gases de efecto invernadero lo que sentaría las bases para el establecimiento de un sistema internacional de comercio de permisos de emisión.

La unidad comercializable que parecería ser la más ampliamente aceptada es la tonelada de carbono como CO<sub>2</sub>. Diversas estimaciones sitúan el precio de la tonelada de carbono entre US\$ 10 y 70 lo que es equivalente a la tonelada de CO<sub>2</sub> entre US\$ 3 y 20. Para el análisis se toma 5 US\$, pues el mercado de los certificados no está suficientemente desarrollado.

## **Valorización de la reducción de emisiones por sustitución de generación térmica por eólica.**

### **12.1 EN BASE AL PROTOCOLO DE KYOTO**

#### **12.1.1 Calculo de emisiones con coef. del “Programa de eficiencia energética en el Uruguay”**

En el marco del programa mencionado se tomaron para cuantificar la emisiones de la generación eléctrica un coeficiente que resulta del orden de los 453 gr de CO<sub>2</sub>/kWh. Se destaca que este coeficiente tiene en cuenta la generación marginal y no un coeficiente medio.

Se entiende por esto que cuando aumenta la generación para satisfacer la demanda se emitirán 453 gramos de CO<sub>2</sub> por kWh

#### **12.1.2 En base a datos de Consultora Iberdrola( valores medios)**

El cálculo de la reducción de producción de gases de efecto invernadero y contaminantes se hace multiplicando las tasas específicas de emisión (obtenidas del Informe Final del “CALCULO DE AHORRO ENERGÉTICO Y DE MITIGACIÓN DE EMISIONES” realizado por Consultora Iberdrola en octubre 2000) de gas por unidad de energía eléctrica desplazada por la entrada del generador eólico,

Los datos de Iberdrola se basan en las Medidas de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía que a su vez se basan en estándares de la EPA: AP – 42.

Para ello se estima la evolución futura de la participación térmica media anual en la generación eléctrica a partir de la entrada del gas natural en el corto plazo.

Se considera el pasaje de la CTR a gas natural y la conversión de la Central Batlle a un ciclo combinado

De dicho estudio se obtienen las emisiones específicas medias ponderadas en la generación de electricidad en el periodo 2001-2004 en gramos de gas/kWh que se detallan en la tabla adjunta

Gas emitido en media en gramo de gas/kWh

CO2	CO	CH4	Nox	SOx
89.7	0.018	0.0054	0.0958	0.0318

Es de destacar que estos valores son medios y que los coeficientes de emisiones marginales son mayores, pues la generación marginal tiene una componente mayor de generación térmica.

### 12.1.3 Cálculo de emisiones con coeficiente de emisión marginal

Intentando tener una mejor aproximación del coeficiente de emisión se realizó un análisis partiendo de los datos de generación térmica obtenidos una corrida del Modelo de Optimización y Simulación en el que se toma en cuenta los escenarios futuros con determinadas hipótesis sobre el parque térmico, los combustibles y el comercio exterior.

En base a estos datos se estima el coeficiente de emisión como un coeficiente incremental promedio que toma en cuenta la relación entre el aumento de la demanda a nivel de generación ( kWh) con el aumento de emisiones de efecto invernadero o sea toneladas de CO2.

Lo que da un valor de 312 gramos de CO2 por kWh (312 gr de CO2/kWh)

### 12.1.4 Valorización económica del ahorro de misiones de CO2

Para el parque eólico considerado de 20 MW la energía generada anualmente se calcula para dos casos en función del factor de planta considerado 0.4 y 0.5.

Energía generada por año en GWh

Factor de planta	Energía generada por año (GWh)
0.4	70.1
0.5	87.6

Reducción de emisiones por el desplazamiento de energía eléctrica por generación eólica en toneladas por año para el coeficiente de **312 gr CO2/kWh**

Factor de Planta	Energía GWh	CO2 (Ton/año)
0.4	70.1	21871
0.5	87.6	27331

Para la evaluación económica del ahorro de emisiones de CO2 se toma el valor de **5 US\$/ton de CO2** que es valor de comercialización mas utilizado internacionalmente.

Valorizado a 5 US\$/ton de CO2

Factor de Planta	Energía GWh	CO2 (Ton/año)	US\$/año
0.4	70.1	21871	109356
0.5	87.6	27331	136656

Considerando la vida útil del proyecto en 20 años.

Factor de planta	Ton CO2/año	Total Ton de CO2	MUS\$
0.40	21871	437424	2.2
0.50	27331	546624	2.7

Por lo tanto el beneficio por la comercialización del CO2 por la implantación de un Parque eólico de 20 MW con un factor de utilización del 0.40 es del orden de los 2.2 MUS\$

Esta cifra no alcanza a compensar los 10.3 MUS\$ requeridos para rentabilizar el proyecto pero es significativa.

## 12.2 EN BASE AL FONDO DE MEDIO AMBIENTE MUNDIAL (GEF)

Para ello se calcula cual es el monto que se debe de aportar al proyecto para que sea rentable con una tasa del 12%.

El monto de subsidio calculado es de 10.3 MU\$S para el caso de un factor de performance 0.4 y una inversión de US\$/kW 900.

Para este caso las emisiones de CO2 son de 21871 Ton de por año lo que da un total de 437424 Ton de CO2 en la vida útil del proyecto(20 años)

Con estos valores se calcula a cuanto se debería comercializar la tonelada de CO2 para rentabilizar el proyecto en consideración, lo que da un valor de 23.5 US\$/ton que representan un valor 18.5 US\$/ton superior al manejado por el Protocolo de Kyoto.

Por otra parte, en las misiones recientes del Banco Mundial se estimó que el fondo máximo a aplicar para todos los proyectos del país se situaría en los MUS\$ 7: que es una cifra sensiblemente menor a la requerida por el Proyecto.

## 13 REFERENCIAS

### ▪ **Publicaciones**

Revista Potencia de noviembre – diciembre 2000 : “Energía Eólica en América Latina”.

Revista Mercado Eléctrico de abril – mayo 1999 : “Nuevo parque eólico en Santa Cruz de 30 MW”.

### ▪ **Consulta a páginas web de empresas y asociaciones vinculadas a la energía eólica**

American Wind Energy Association : [www.awea.org](http://www.awea.org)

Canadian Wind Energy Association : [www.canwea.ca](http://www.canwea.ca)

British Wind Energy Association : [www.britishwindenergy.co.uk](http://www.britishwindenergy.co.uk)

European Wind Energy Association : [www.ewea.org](http://www.ewea.org)

Windpower Monthly : [www.wpm.co.nz](http://www.wpm.co.nz)

NEG-Micon : [www.neg-micon.com](http://www.neg-micon.com)

Nordex : [www.nordex.dk](http://www.nordex.dk)

Nordtank : [www.afm.dtu.dk](http://www.afm.dtu.dk)

Ventis : [www.ventis.de](http://www.ventis.de)

Vestas : [www.vestas.dk](http://www.vestas.dk)

## 14 LISTA DE FABRICANTES Y POTENCIAS

<b>FABRICANTE</b>	<b>SERIE</b>	<b>POTENCIA (kW)</b>	
DEWIND	D4	600	
	D6	1000/1250	
VESTAS	D9	3000/3500	
	V47	660	
	V52	850	
	V66	1650/1750/2000	
	V80	2000	
NEG-MICON	NM1500C/64	1500	
	NM2000/72	2000	
	NM900/52	900	
	NM1000/60	1000	
	NM600/43/48	600	
	NM750/44/48	750	
VENTIS	VENTIS 05-06	6	
	VENTIS 20-100	20/100	
	VENTIS V12	500	
NORDEX	N80/2500	2500	
	N60/62/1300	1300	
	N54/1000	1000	
	N50/800	800	
	N43/600	600	
	N29/250	250	
<b>PARQUES INSTALADOS</b>	<b>POTENCIA (MW)</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>FECHA</b>
LE NORDAIS, CANADA	100	133 x 750 kW	1999
LATHEN, ALEMANIA	48	32 x 1500 kW	1998
NAN'AO, CHINA	24	40 x 600 kW	1998
CARK, IRLANDA	15	25 x 600 kW	1997

## **15 PLANILLAS DEL PLAN DE NEGOCIOS**

En las hojas siguientes se presentan los estados de resultados y de fuentes y usos de fondos para los primeros años del proyecto, en el caso base de inversiones de 900 US\$/MWh, con subsidio de 10 US\$/MWh y con factor de performance 0.4

**ESTADO DE RESULTADOS INCREMENTAL EN MUS\$ CORRIENTES**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Ingresos</b>										
Venta de potencia			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Venta de energía			1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1
Venta de CO2 evitado			0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13
Subsidio a la energía generada			0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total de ingresos</b>			2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.1
<b>Costos</b>										
Costos operativos										
Operación y Mantenimiento			(0.28)	(0.29)	(0.29)	(0.30)	(0.30)	(0.31)	(0.32)	(0.32)
Peajes incrementales			(0.26)	(0.26)	(0.27)	(0.27)	(0.28)	(0.29)	(0.29)	(0.30)
<b>Total de costos operativos</b>			(0.54)	(0.55)	(0.56)	(0.57)	(0.58)	(0.60)	(0.61)	(0.62)
Depreciación de inversiones y costos de desarrollo			(2.42)	(2.42)	(2.42)	(2.42)	(2.42)	(2.42)	(2.42)	(2.42)
Intereses										
Préstamo primario	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Préstamo secundario	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total de intereses</b>		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total de costos</b>	0.0	0.0	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)	(3.0)
<b>Beneficios antes de Impuestos</b>	0.0	0.0	(0.3)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.0)	0.0
IRIC	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)
Impuesto al patrimonio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Beneficios después de impuestos</b>	0.0	0.0	(0.2)	(0.2)	(0.1)	(0.1)	(0.1)	(0.0)	(0.0)	0.0

**FLUJO DE CAJA INCREMENTAL EN MUS\$ CORRIENTES**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b><u>FLUJO INGRESOS</u></b>								
Beneficio después de impuestos + Depreciación	0.0	0.0	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4
Nueva deuda principal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nueva deuda secundaria	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Aporte inicial de accionistas	4.9	19.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
IVA Ventas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total Ingresos</b>	<b>4.9</b>	<b>19.4</b>	<b>2.2</b>	<b>2.2</b>	<b>2.3</b>	<b>2.3</b>	<b>2.3</b>	<b>2.4</b>
<b><u>FLUJO EGRESOS</u></b>								
Inversión inicial	4.9	19.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amort. Deuda Princ.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amort. Deuda Sec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dividendos distribuidos	0.0	0.0	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4
IVA Compras	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pagos de IVA a DGI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total Egresos</b>	<b>4.9</b>	<b>19.4</b>	<b>2.2</b>	<b>2.2</b>	<b>2.3</b>	<b>2.3</b>	<b>2.3</b>	<b>2.4</b>
<b>DEFICIT ANUAL A CUBRIR CON CAPITAL PROPIO</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>

**RESULTADOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LOS FONDOS PROPIOS INTEGRADOS AL PROYECTO**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Aporte capital, Dist. Dividendos y Deficit a cubrir</b>	<b>-4.86</b>	<b>-19.45</b>	<b>2.21</b>	<b>2.24</b>	<b>2.27</b>	<b>2.30</b>	<b>2.34</b>	<b>2.37</b>
<b>factor de actualiz a la TIR</b>	<b>1.13</b>	<b>1.06</b>	<b>1.00</b>	<b>0.94</b>	<b>0.88</b>	<b>0.83</b>	<b>0.78</b>	<b>0.73</b>
<b>Saldo de la liquidación</b>	<b>(capital de trabajo - deuda secundaria)</b>							
	<b>Van a la tasa TIR (0.0) MUS\$</b>							
<b>Aporte capital, Dist. dividendos y liquidación</b>								
en								
10 años	(4.9)	(19.4)	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4
15 años	(4.9)	(19.4)	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4
20 años	(4.9)	(19.4)	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4
<b>TIR en</b>								
10 años	<b>-0.4% nominal</b>							
15 años	<b>4.2% nominal</b>							
20 años	<b>6.4% nominal</b>							