

CURSO DE ENERGÍA EÓLICA PARA NO EXPERTOS



I Edición
25 de septiembre a 24 de octubre de 2007

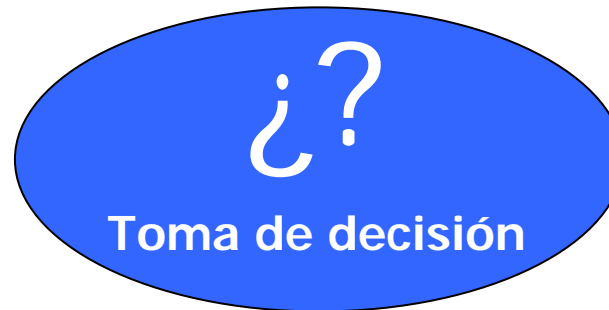
SESIÓN: Estudio de viabilidad técnico-económico de parques eólicos

*PROFESOR: Javier Martínez Barrios
Beatriz Muñoz Baum.*

INDICE

1. Objetivo
2. Elementos principales de un parque eólico
3. Situación administrativa
4. Características técnicas
5. Estructura societaria
6. Cronograma de ejecución
7. Definición económica
8. Esquema financiero
9. Plan de negocio

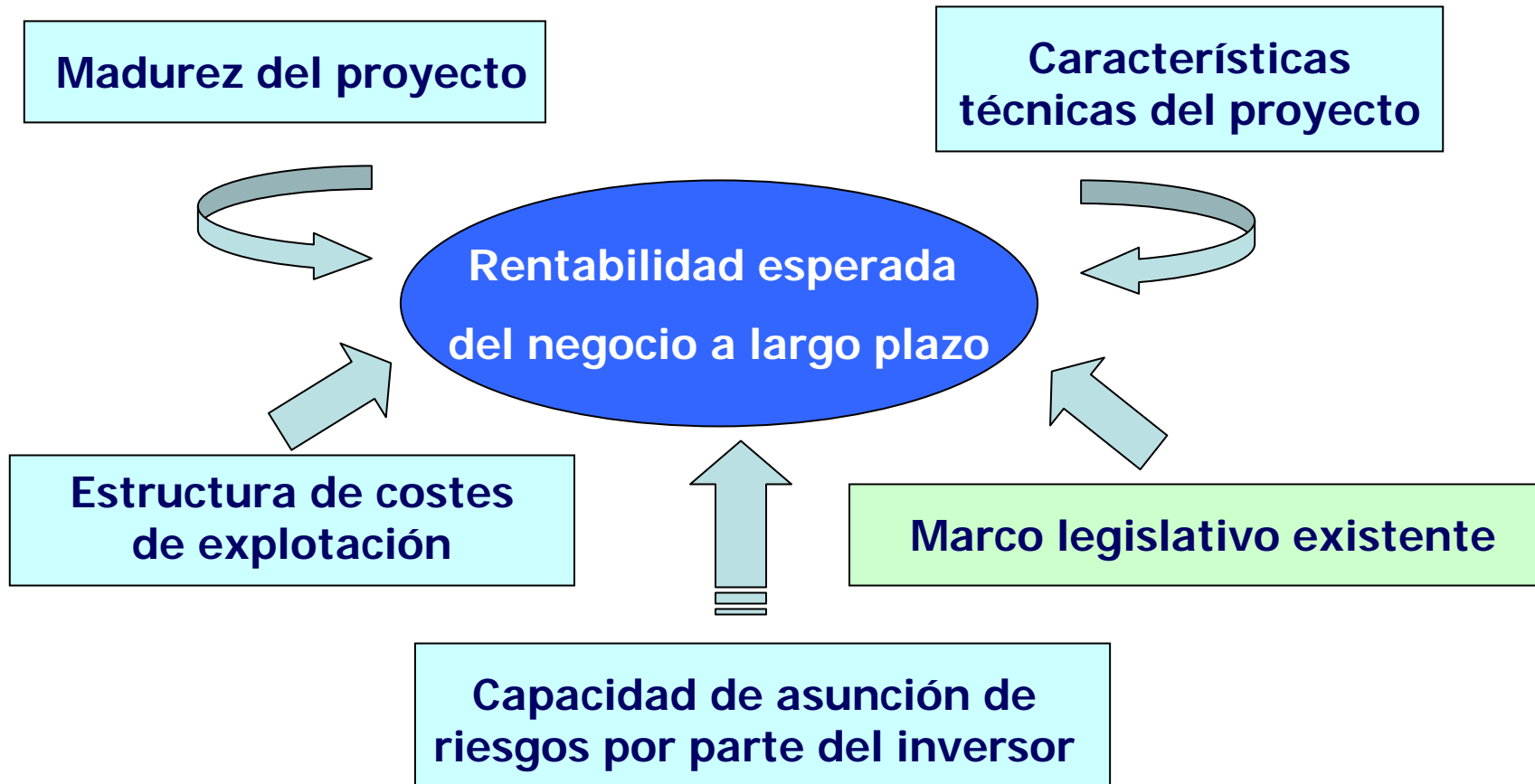
1. Objetivo



Determinar la conveniencia o no de realizar la **inversión** asociada a la **construcción** de un parque eólico

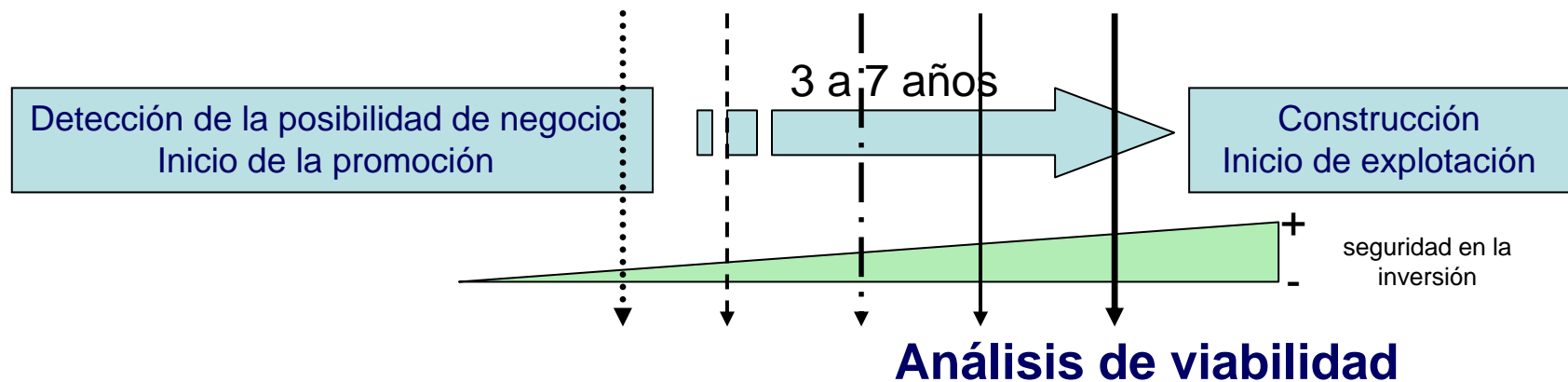
Rentabilidad esperada del negocio a largo plazo

1. Objetivo (2)



1. Objetivo (3)

Un parque eólico tiene un periodo de madurez muy elevado



2. Elementos principales de un parque eólico

Aerogeneradores



Terreno



Infraestructura eléctrica de evacuación



3. Situación administrativa



+



Permisos y autorizaciones

- Declaración de impacto ambiental
 - Autorización administrativa
 - Autorización del proyecto de ejecución
 - Licencia de obra
-
- Régimen especial
 - Punto de conexión (REE, Distribuidora)
-
- Acuerdos con los Ayuntamientos
 - Acuerdos con organismos locales
 - Condicionantes autonómicos y locales

3. Situación administrativa (2)



+



+

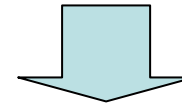


Tramitación de terrenos

- Propiedad
- Alquiler (vida útil de la instalación)
- Expropiación (utilidad pública)
- Limitaciones de uso o paso
- Presiones vecinales

3. Situación administrativa (3)

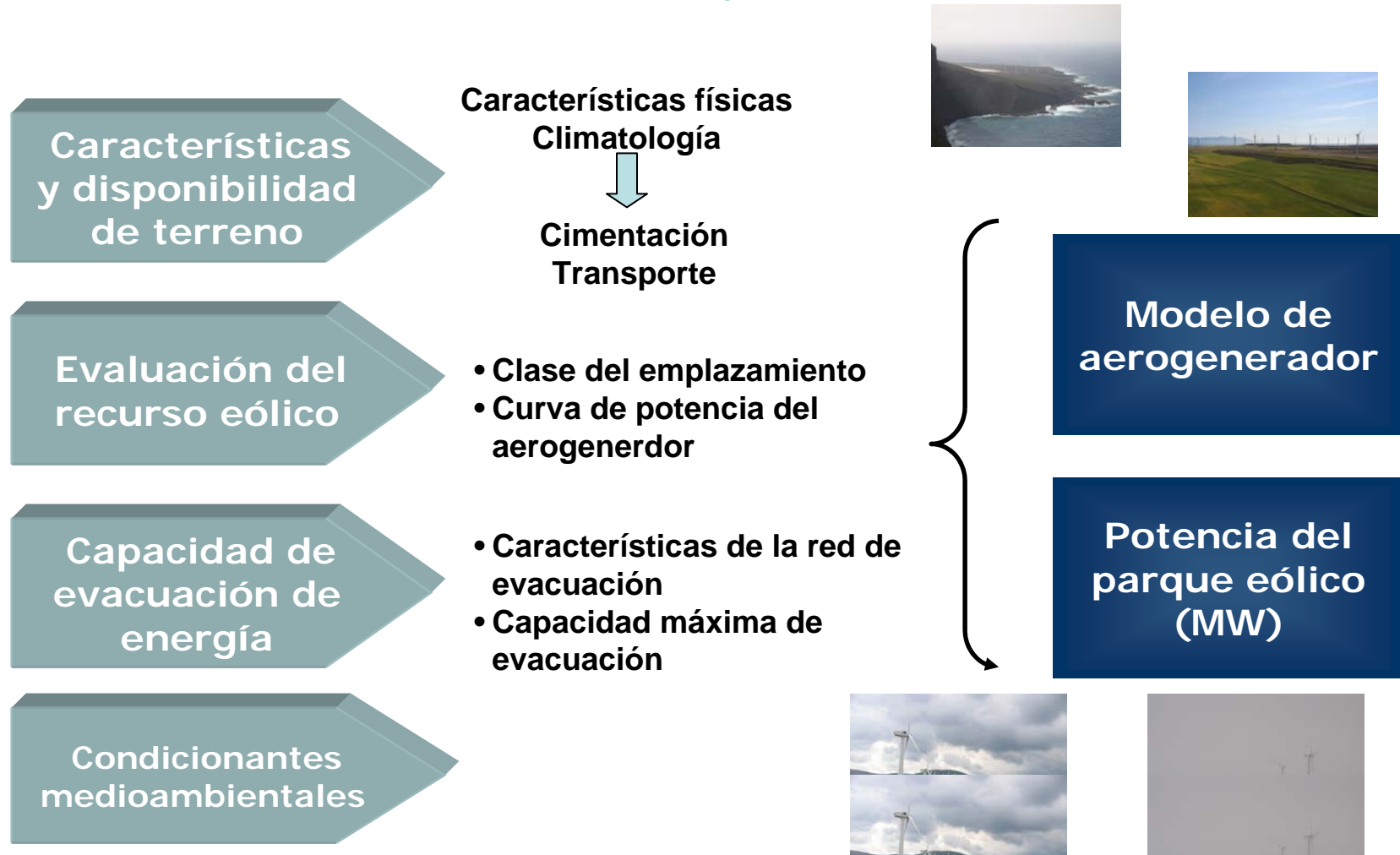
En el caso de la infraestructura eléctrica de evacuación la tramitación administrativa puede depender de REE o de la empresa distribuidora de la zona



La capacidad de agilizar la tramitación administrativa queda en manos de terceros

En otras ocasiones es el promotor quien realiza la tramitación cediendo posteriormente la propiedad de la instalación

4. Características técnicas del proyecto



4. Características técnicas del proyecto (2)

Potencia de la
instalación
(MW)

Modelo de
aerogenerador

Evaluación del
recurso eólico



4. Características técnicas del proyecto (3)

kWh brutos

- Pérdidas por efecto estela
- Histéresis por vientos altos
- Degradación de palas
- Hielo y/o ensuciamiento de palas
- Algoritmo de parada
- Sobrepotencia

+

- Disponibilidad técnica

+

- Autoconsumo
- Pérdidas internas en parque

Mantenimiento de aerogeneradores
Mantenimiento de subestación



kWh netos

- Pérdidas en evacuación
- Pérdidas por condicionantes ambientales

kWh facturables

5. Estructura societaria



- Sociedades anónimas
- Sociedades limitadas
- Agrupaciones de interés económico

- Unión temporal de empresas
- Cuentas en participación
- Comunidad de bienes

5. Estructura societaria (3)

Establecer los acuerdos y mecanismos adecuados para garantizar el buen funcionamiento de la sociedad

Control = f (% de participación)

- Definición de los estatutos
- Órganos de administración de la sociedad
- Acuerdos de socios
- Control en la toma de decisiones
- Prestación de servicios por parte de los socios

6. Cronograma de ejecución

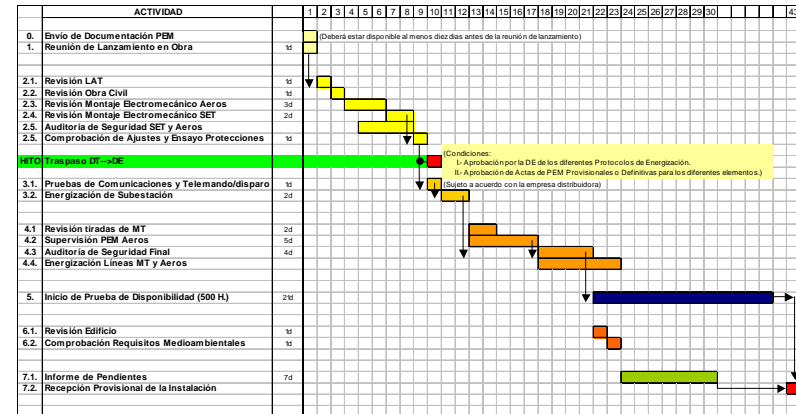
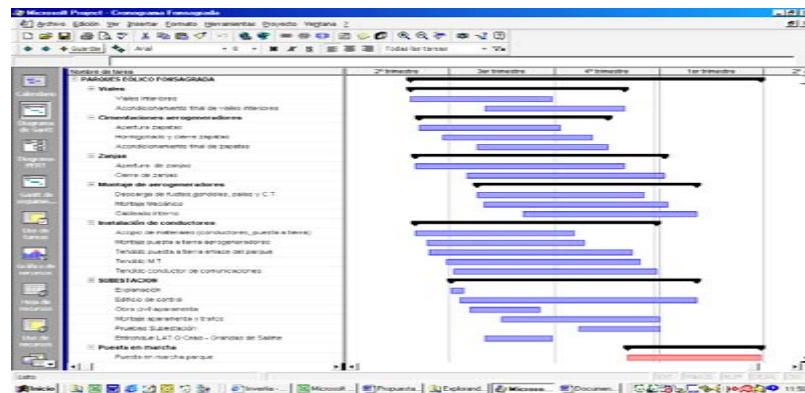
- Creación de la sociedad
- Consecución de licencias y autorizaciones
- Acuerdos con propietarios de terrenos
- Consecución de la financiación
- Obra civil
- Infraestructura eléctrica
- Suministro y montaje de aerogeneradores
- Puesta en marcha
- Inicio de explotación

CONCEPTO	2004		Año 2005											
	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Aprobación Plan de Negocios														
A.A. y aprobación proyecto Parque														
A.A. y aprobación proyecto SET														
A.A. Declar. de UP y aprob. proyecto LAT														
Licencias de obra Parque y SET														
Licencias de obra LAT														
Acuerdos propietarios														
Solicitud de ofertas Parque, SET y LAT														
Análisis de ofertas Parque, SET y LAT														
Adjudic. de ofertas Parque, SET y LAT														
Formaliz. contratos Parque, SET y LAT														
Obra Civil Parque (caminos y zanjas)														
Cimentaciones aerog. virolas y fustes														
Suministro y Montaje de aerog.														
Infraestructura eléctrica														
Edificio de control														
Subestación														
Suministro y montaje trafo de potencia														
construcción y montaje LAT														
Puesta en marcha														

6. Cronograma de ejecución (2)

Determina el tiempo previsto para el inicio de la explotación

La puesta en marcha requiere la coordinación con la distribuidora que debe estar presente en las pruebas de energización y ensayos de protecciones.

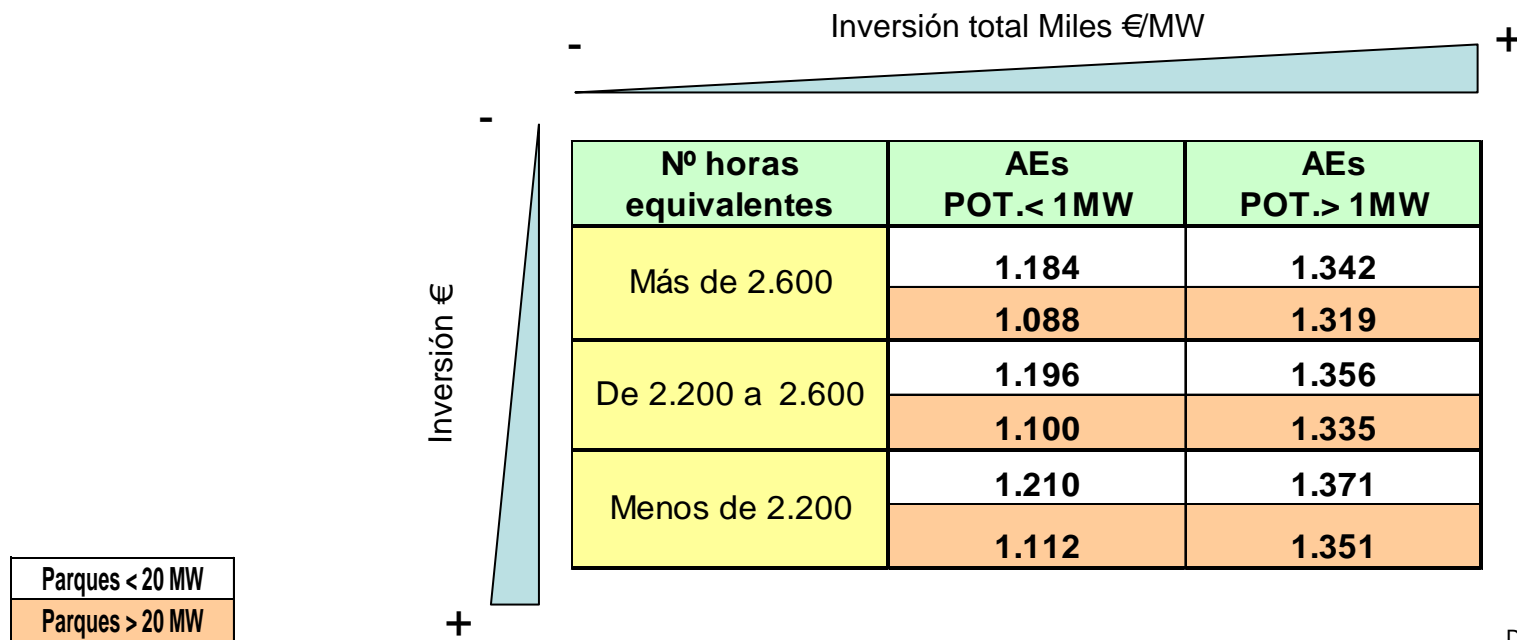


Previo a la energización de la SET tiene que firmarse el contrato de venta de energía y la póliza de abono con la empresa distribuidora.

7. Definición económica del proyecto

7.1. Inversión

El coste medio de la inversión en parques eólicos depende del recurso eólico, de la potencia unitaria y del tamaño del parque



Datos 2006

7. Definición económica del proyecto (1)

7.1. Inversión (1)

CONCEPTO:	€/KW	€	% s/total
Aerogeneradores	1.847,90	46.199.075,00	73,11%
Desmontaje grúa	2,40	120.000,00	0,19%
Torres Anemométricas	1,40	70.000,00	0,11%
Obra Civil	78,13	3.906.580,00	6,18%
Sist. Telecontrol y control de reactiva	2,08	104.044,00	0,16%
Integr. Sist. Control de Endesa	4,00	200.000,00	0,32%
Infraestructura eléctrica MT	66,11	3.305.567,00	5,23%
subestación transformadora	57,70	2.884.850,00	4,57%
Línea de interconexión	85,46	4.273.196,00	6,76%
Licencias de obra	6,00	300.000,00	0,47%
Dirección de obra	4,80	240.000,00	0,38%
Seguimiento durante las obras	1,40	70.000,00	0,11%
Geotécnico y control	2,00	100.000,00	0,16%
Comprobación curva de potencia	1,34	65.200,00	0,10%
Fee de promoción	15,00	750.000,00	1,19%
Imprevistos y varios	12,00	600.000,00	0,95%
TOTAL INVERSIÓN	1.263,77	63.188.512,00	

7. Definición económica del proyecto (2)

7.1. Inversión (2)

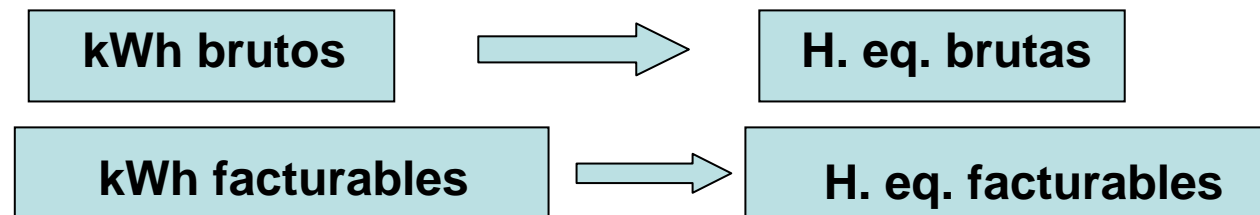
El coste medio de la inversión en parques eólicos se ha incrementado en los últimos años

- Aerogeneradores de mayor potencia unitaria y mayor diámetro de pala
- Aerogeneradores de mayor complejidad tecnológica
 - Paso variable
 - Control de reactiva
 - Comportamiento frente a huecos de tensión
- Mayores costes de integración en la red eléctrica
 - Mayor tensión en el punto de conexión
 - Mayor flexibilidad y estabilidad en la operación de las subestaciones
- Condiciones de operación más estrictas impuestas por el O.S.
- Menor disponibilidad de emplazamientos y mayores exigencias medioambientales

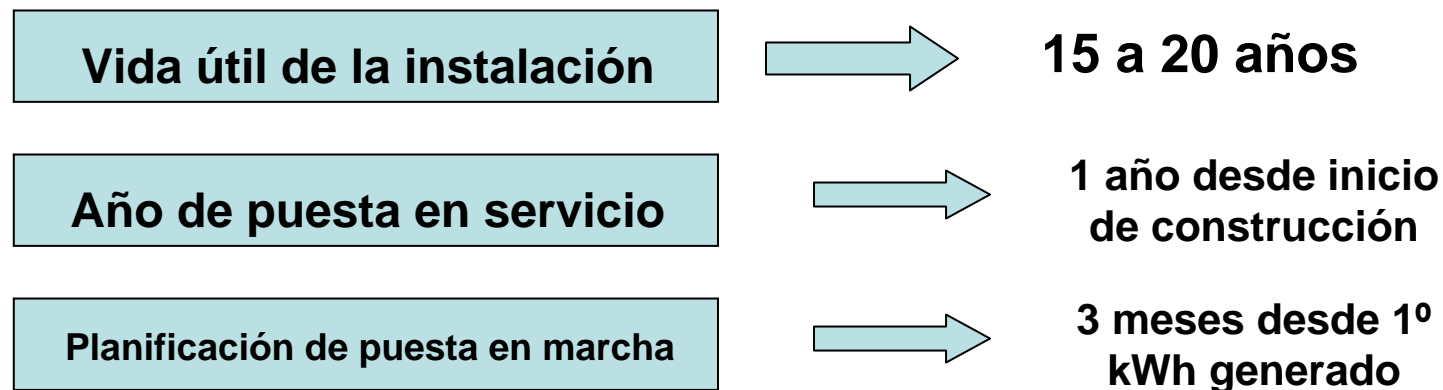


7. Definición económica del proyecto (3)

7.2. Datos técnicos de funcionamiento

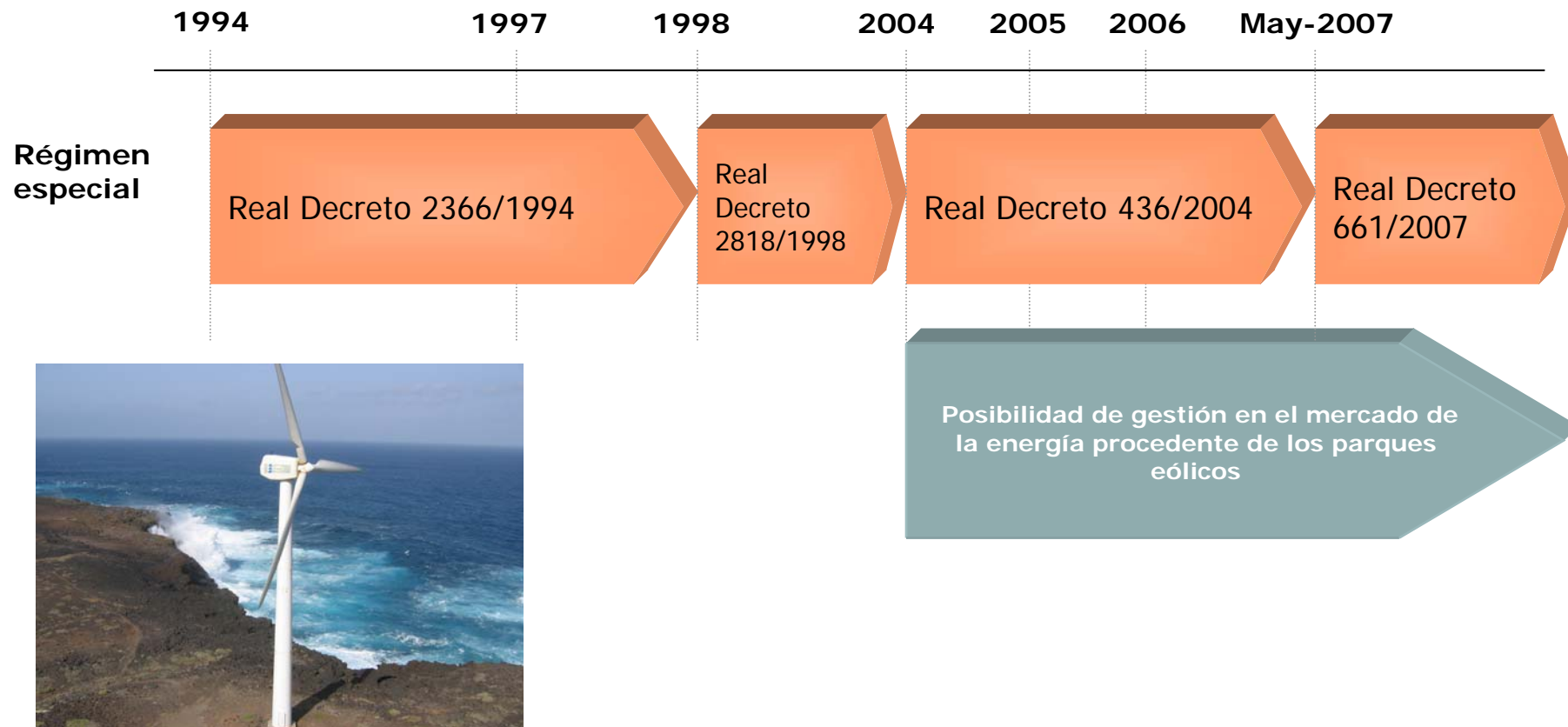


2.100 a 3.300 Horas equivalentes facturables



7. Definición económica del proyecto (4)

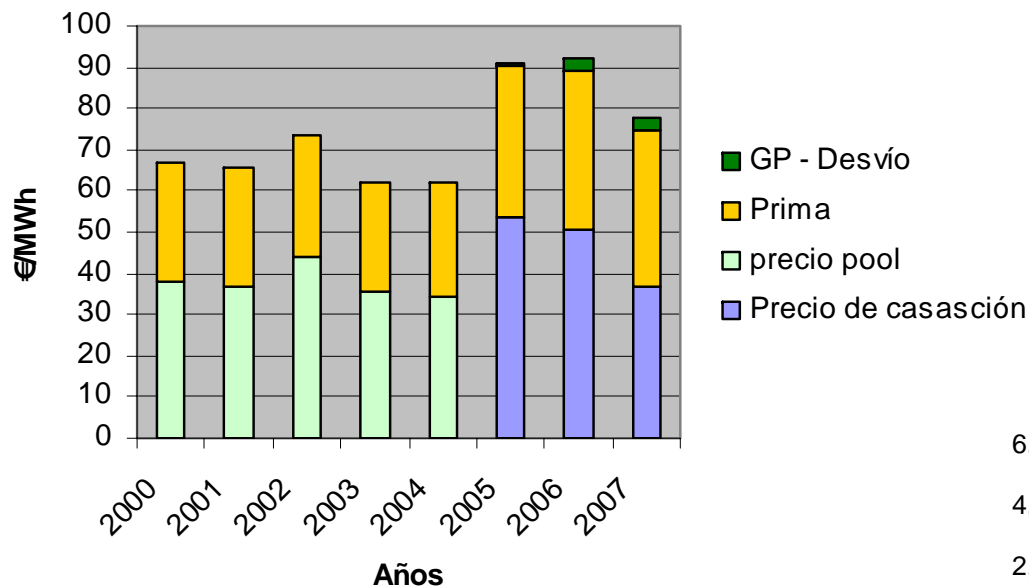
7.3. Ingresos



7. Definición económica del proyecto (4)

7.3. Ingresos (2)

Evolución histórica de los precios de venta de la energía de los parques eólicos



Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Precio final (€/MWh)	66,60	65,70	73,20	62,00	61,98	90,74	92,12	77,52

Año	GP	Desvío	Total
2005	4,80	-4,34	0,46
2006	5,35	-2,19	3,16
2007	4,50	-1,80	2,70



El coste del desvío puede oscilar entre 1,5 y 2,5 €/MWh

7. Definición económica del proyecto (5)

7.4. Costes de explotación

Operación y mantenimiento de aerogeneradores

- Los costes dependen de la modalidad de O+M que se adopte:
 1. Mantenimiento integral
 2. Operación propia y mantenimiento por un tercero
 3. Control directo del mantenimiento y gestión de repuestos
- En los costes de O+M se incluye:
 1. Operación
 2. Mano de obra
 3. Medios auxiliares
 4. Repuestos
 5. Soporte técnico del fabricante de aerogeneradores



7. Definición económica del proyecto (6)

7.4. Costes de explotación (1)

Operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica



- Maniobras en AT
- Disponibilidad 24 h para intervención
- Reparación de averías
- Las Intervenciones se pagan por administración
- Repuestos contra factura



30.000 a 60.000 €/año

7. Definición económica del proyecto (7)

7.4. Costes de explotación (2)

Mantenimiento de viales

- Mantenimiento anual una vez concluido el período de lluvias
 - Nivelación
 - Refinado
 - Planeado
 - Compactado
 - Limpieza y rehabilitación de cunetas

20.000 a 45.000 €/año



7. Definición económica del proyecto (8)

7.4. Costes de explotación (3)

En los costes de mantenimiento hay que tener en cuenta la existencia de garantías

- Alcance de las garantías de suministro
- Período de vigencia

Establecer los mecanismos adecuados para que las garantías sean de aplicación

- **Puede llegar a condicionar el precio y el proveedor del servicio durante un período**

7. Definición económica del proyecto (9)

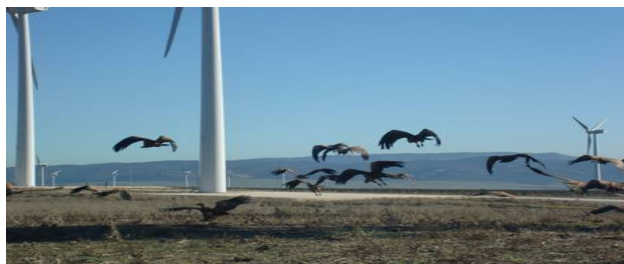
7.4. Costes de explotación (4)

Seguimiento medioambiental

Tiene unos costes muy variables dependiendo del emplazamiento y de las CCAA



- Seguimiento de avifauna
- Control de ruidos
- Control sobre la calidad de las aguas
- Revegetación
- Mantenimiento de los pastos
- Gestión de residuos (aceites)
- Desmantelamiento de la instalación al final de la vida útil



24.000 a 125.000 €/año

7. Definición económica del proyecto (10)

7.4. Costes de explotación (5)



Seguros



- Avería de maquinaria
- Pérdida de beneficio
- Lucro cesante por avería en clientes
- Robo
- Responsabilidad civil



0,30 a 0,45 % s/inversión

+

Daños < franquicias

7. Definición económica del proyecto (11)

7.4. Costes de explotación (6)

Seguridad

Costes asociados a la seguridad de las personas y de las instalaciones

Servicio de
prevención
propio

Servicio de
prevención
ajeno

- Evaluación de riesgos
- Planificación preventiva
- Cumplimiento de normativa de seguridad
- EPIs
- Formación
- ..., etc.

Presupuesto anual

7. Definición económica del proyecto (12)

7.4. Costes de explotación (7)



Arrendamientos de terrenos



Depende de la modalidad:

- Coste fijo por aerogenerador
- Porcentaje del ingreso

0,15 a 0,45 % s/ facturación

Convenios con Ayuntamientos

Convenios con entidades locales

¿¿¿¿¿¿¿¿

7. Definición económica del proyecto (13)

7.4. Costes de explotación (8)

Personal

Personal propio encargado de controlar el funcionamiento del parque eólico en el propio emplazamiento.

1 técnico de parque c/ 100 MW

40.000 a 55.000 €/año (*)

Gestión

30.000 a 60.000 €/año

Tributos

- IBIs
- IAES

1,5 a 2,0 €/kW

Compra energía eléctrica

30.000 – 50.000 €/año

Varios

20.000 a 90.000 €/año

(*) coste empresa considerando todos los costes

7. Definición económica del proyecto (14)

7.4. Costes de explotación (9)

Amortización técnica de la instalación

- Sólo se amortizan los activos materiales
- Los terrenos no se amortizan
- Las condiciones de amortización están legisladas
- En caso de realizar inversiones durante la vida del proyecto, éstas deben incrementar el inmovilizado y amortizarse

Periodo de amortización técnica:

15 a 20 años

Importe de la amortización técnica anual:

- Lineal
- Acelerada

Inversión / 15 – 20 años

8. Esquema financiero

- ❑ Existen dos formas de financiar un proyecto de inversión :
 - Aportación de los socios
 - Endeudamiento bancario

- ❑ Generalmente los proyectos se articulan con formas mixtas que determinan el grado de apalancamiento de la inversión y la transmisión de riesgos a las entidades financieras.

- ❑ Cuanto mayor sea el grado de apalancamiento, mayor endeudamiento, mayor será la rentabilidad para el accionista, aunque los costes financieros serán más altos y las condiciones de la misma más restrictivas.

- ❑ El esquema financiero de un proyecto afecta a la rentabilidad del accionista NO a la del proyecto.

8. Esquema financiero (2)

El esquema financiero de un proyecto eólico condiciona el pasivo del negocio

PASIVO	52.663	53.377	51.321	52.080	47.780	48.284
Fondos propios	5.416	3.011	3.737	4.130	4.390	4.527
1.1 Capital propio	481	481	481	481	481	481
1.2 Prima de emisión	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165
1.3 Reserva de revalorización						
1.4 Reservas legales	96	96	96	96	96	96
1.5 Reservas voluntarias		461	461	461	461	461
1.6 Resultados de ejercicios anteriores y remanente	3.286					
1.7 Dividendo entregado a cuenta						
1.8 Perdas y ganancias atribuibles a la sociedad	388	808	1.534	1.927	2.187	2.324
Ingresos a distribuir en varios ejercicios						
2.1 Subvención de capital						
2.2 Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios						
Provisiones para riesgos y gastos	41	44	47	48	54	57
3.1 Provisiones para pensiones y obligaciones similares						
3.2 Otras provisiones	41	44	47	48	54	57
Acreedores a largo plazo	38.585	38.352	38.352	38.002	36.234	36.234
4.1 Deudas con entidades de crédito	33.335	33.102	33.102	32.752	30.984	30.984
4.2.a Deudas con socio eléctrico I (ECyR)	2.625	2.625	2.625	2.625	2.625	2.625
4.2.b Deudas con socio eléctrico II						
4.3 Deudas con otros socios	2.625	2.625	2.625	2.625	2.625	2.625
4.4 Otros acreedores						
Impuesto diferido						
Acreedores a corto plazo	8.621	11.970	9.185	9.900	7.103	7.467
6.1 Deudas con entidades de crédito	5.492	5.836	5.959	6.427	3.573	3.694
6.2.a Proveedores servicios socio eléctrico I (ECyR)						
6.2.b Proveedores servicios socio eléctrico II						
6.2.c C/c socio eléctrico I (ECyR)	286	300	45	60	75	90
6.2.d C/c socio eléctrico II						
6.3.a Proveedores servicios otros socios	286	300	45	60	75	90
6.3.b C/c otros socios						
6.4 Acreedores comerciales	387	3.195	225	317	240	437
6.5 Acreedor Hacienda Pública	2.116	2.278	2.843	2.961	3.068	3.077
6.6 Otras deudas no comerciales						
6.7 Provisiones para operaciones de tráfico						
6.8 Ajustes por periodificación	54	61	68	75	71	79

9. Plan de negocio

Hipótesis de evolución de las variables de entrada condiciona la asunción de riesgos por parte de los inversores

- Evolución de los ingresos
- Evolución de los costes de explotación
- IPC
- Euribor



Certidumbre en la capacidad de generar fondos del proyecto

Ratios de evaluación de las propuestas de inversión

- TIR del proyecto y del accionista
- VAN del proyecto y del accionista
- Pay - back

Período en el que se realiza la evaluación económica


9. Plan de negocio (2)

9.2. Datos de entrada


Datos técnicos		
Potencia bruta	kW	50.000
Disponibilidad técnica	%	97%
Pérdidas eléctricas internas de parque	%	1%
Horas equivalentes NETAS	horas/año	2.720
Pérdidas de evacuación	%	0,71%
Horas equivalentes NETAS con evacuación		2701
Primer año en servicio más de 6 meses	Año	2009
Datos económicos		
Inversión Material Total	Miles Euros	64.972
Vida útil	Años	20
Periodo amortización técnica	Años	15
Periodo amortización deuda	Años	13
Apalancamiento	%	80%
Opción de venta de energía (Tarifa / Mercado)		Mercado
Grupo retributivo		b.2.1-2
Escenario de amortización		Lineal
Datos de explotación		
Canon Terrenos	% s/facturación	2,5%
O+M+R variable	Euros/MWh	10,00
Convenio Ayuntamiento	% s/facturación	2,0%
Seguros	s/inversión	0,4%
Tributos	Euros/kW	1,72
Personal	Euros/año	36.800
Compra energía eléctrica	Euros/año	40.000
Mmtó. infraestructura eléctrica	Euros/año	40.000
Varios	Euros/año	40.000
Administración	Euros/año	45.000
Coste Sistema de Predicción	Euros/año	19.000
Mantenimiento de viales	Euros/año	35.000
Actuaciones de vigilancia ambiental	Euros/año	20.000
Participación de ECyR	%	100%

9. Plan de negocio (3)


9.3. Resultados

 PLAN DE NEGOCIO PARQUE EÓLICO 50 MW		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009						
		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
		Años de operación						
			0	1	2	3	4	
1.- Índices de precios:								
IPC Electricidad:				1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	
Acumulado				1,40%	2,82%	4,26%	5,72%	
Actualización Costes de O. y M.:	2,50%			2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
Acumulado				2,50%	5,06%	7,69%	10,38%	
Actualización Otros Costes de Explotación:	2,50%			2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	
Acumulado				2,50%	5,06%	7,69%	10,38%	
Participación Fondos Propios	20,00%							
Tasa de Actualización Fondos Ajenos	6,18%							
Tasa Impuesto Valor Añadido	b	16,00%						
2.- Planta								
2.1.- Datos Técnicos								
Potencia Bruta (kW)	50.000			50.000	50.000	50.000	50.000	
Autoconsumos y Pérdidas eléctricas (%)	0,71%			0,71%	0,71%	0,71%	0,71%	
Potencia Neta (KW)	49.645			49.645	49.645	49.645	49.645	
Horas de funcionamiento/día	24			24	24	24	24	
Días funcionamiento/año	365			365	365	365	365	
Disponibil. Garantizada (horaria):	100%			100%	100%	100%	100%	
Horas de funcionamiento:	2.720			2.720	2.720	2.720	2.720	
Horas de funcionamiento acumuladas:				2.720	5.440	8.160	10.880	
Energía generada Ciclo Vapor (MWh/año):	136.000			136.000	136.000	136.000	136.000	
Autoconsumo + pérdidas eléctricas (MWh/año):	966			966	966	966	966	
Energía Exportada ciclo vapor (MWh/año):	135.034		2.701	135.034	135.034	135.034	135.034	
			30,8%					
Energía Exportada total (MWh/año):				135.034	135.034	135.034	135.034	


Estudio de viabilidad técnico – económico de parques eólicos

 PLAN DE NEGOCIO PARQUE EÓLICO 50 MW		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009						
		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Años de operación				0	1	2	3	4
2.2.- Datos económicos								
2.2.1.- Inversión								
Inversión Planta (Miles de Euros)	64.971,58							
Inversión Planta (Miles Euros)	64.971,58							
Desembolso Inversión (%)				100%				
Desembolso Inversión Material (miles de Euros)				61.836,58				
Desembolso Convenio Evacuación (miles de E	3.000,00	525,00	975,00	1.500,00				
Desembolso EV e HC (miles de Euros)	135,00		67,50	67,50				
Gastos de Constitución:				194,9				
Inversiones adicionales (Euros)				0,0				
Inversión Anual (Euros)		525,0	1.042,5	63.599,0				
Int. Intercalarios+comisiones apertura ppal e IVA (mEuros)				1.791,5	b.2.1-2			
FRSD (miles Euros)	100%			3.676,6				
Necesidad financiera Inversión (Euros)		525,0	1.042,5	69.067,1				
Vida útil de la Inversión (años)	20							
Período Amortización Técnica (años)	15							
Período Aplicación subvención (años)	15							
Desembolso IVA Construcción		84,00	166,80	10.144,65				
Devolución IVA Construcción			-84,00	-166,80	-10.144,65			
Necesidad financiera IVA Construcción (mEuros)		84,00	82,80	9.977,85	-10.144,65			
Necesidad financiera Total (miles de Euros)		609,00	1.125,30	79.044,91	-10.144,65			
Subvenciones								
Cobro Subvenciones (miles de Euros)					0			
2.2.2.- Financiación								
Factor de modulación amortización	Lineal	1			1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Capital Social (miles de Euros)	20%		525,00	1.042,50	12.559,41			
Deuda a Largo Plazo (miles de Euros)	80%		0,00	0,00	56.507,65			
Amortización de la Deuda	13					4.346,74	4.346,74	4.346,74
+Intereses deuda (miles de Euros)						3.673,00	3.379,16	3.085,32
=Anualidad Deuda						8.019,74	7.725,90	7.432,06
Deuda pendiente a final de período					56.507,65	52.160,91	47.814,16	43.467,42
Deuda Circulante Pte. IVA Construcción:		84,00	166,80	10.144,65				
Amortización Deuda Circ. IVA:			84,00	166,80	10.144,65			
Intereses Deuda Circ. IVA			2,84	5,64	342,89			


Estudio de viabilidad técnico – económico de parques eólicos

		PLAN DE NEGOCIO		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009						
		PARQUE EÓLICO 50 MW		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Años de operación				0	1	2	3	4		
2.2.3.- Costes Explotación		b.2.1-2 Mercado		b.2						
Costes de O. y M. Variable (miles de l2	10,00 Euros/MWh			0,00	0,00	1.464,57	1.501,19			
Convenio Asturias (miles de Euros)	2,00% s/facturación			229,5	233,5	235,2	236,9			
Coste del sistema de predicción (miles de Eur	18.911 Euros			19,4	19,9	20,4	20,9			
Coste del Agente Vendedor (miles de Euros)	0,315 Euros/MWh			43,16	43,76	44,37	45,00			
Seguros, etc (miles de Euros)	0,40% s/inversión			266,38	273,04	279,87	286,87			
Administración (miles de Euros)	45.000			46,13	47,28	48,46	49,67			
Tributos (miles de Euros)	1,72 Euros/kW			88,39	90,60	92,87	95,19			
Canon alquiler de terrenos	2,5% s/facturación			286,85	291,91	293,97	296,07			
Varios (miles de Euros)	4,24 Euros/kW			217,10	222,52	228,09	233,79			
Total Gastos				1.196,86	1.222,50	2.707,74	2.765,49			
	Euros/MWh			8,86	9,05	20,05	20,48			
2.2.4.- Ingresos										
Precio Venta E.E. a la Red (Euros/MWh)	b.2.1-2	b		84,97	86,47	87,08	87,70			
Facturación por Venta de Energía Eléctrica (mEuros)				11.473,90	11.676,24	11.758,89	11.842,71			
Ingresos Totales				11.473,90	11.676,24	11.758,89	11.842,71			
2.2.5.- Inversión Capital Circulante										
Clientes (días s/ingresos E. Eléctrica a la Red)				40	40	40	40			
Clientes (días s/ingresos resto)				40	40	40	40			
Existencias (días s/ingresos)				0	0	0	0			
Tesorería mínima (días s/gastos)				30	30	30	30			
Pasivo circulante (días s/otros gastos)				90	90	90	90			
Activo Circulante				1.355,79	1.380,07	1.511,20	1.525,13			
P.Circulante (sin impuesto/divid.)				295,12	301,44	667,66	681,90			
Capital circulante				1.060,67	1.078,63	843,54	843,23			
Variación Capital Circulante				1.060,67	17,958	-235,090	-0,308			

Estudio de viabilidad técnico – económico de parques eólicos

 PLAN DE NEGOCIO PARQUE EOLICO 50 MW		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009									
		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012			
Años de operación				0	1	2	3	4			
2.2.6.- RENTABILIDAD DEL PROYECTO											
Ingresos de explotación (miles de Euros)					11.473,90	11.676,24	11.758,89	11.842,71			
Aplicación Subvenciones					0,00	0,00	0,00	0,00			
- Gastos de explotación (miles de Euros)					-1.196,86	-1.222,50	-2.707,74	-2.765,49			
Margen Bruto de Explotación (miles de Euros)					10.277,04	10.453,73	9.051,15	9.077,22			
-Amortización Técnica y de Gtos. de Constitución (miles de Euros)					-4.462,38	-4.462,38	-4.462,38	-4.462,38			
-Provisiones (miles de Euros)	40.000 64.972 5%				0,00	0,00	0,00	0,00			
Beneficio antes de Intereses e Impuestos (miles de Euros)					5.814,66	5.991,35	4.588,77	4.614,84			
- Cuota íntegra Impuesto de Sociedades (miles de euros)					-2.035,13	-2.096,97	-1.606,07	-1.615,19			
+ Deducción fiscal (miles de euros)	General 0%			0	0	0	0	0			
Deducción Acumulada años anteriores (miles de euros)					0	0	0	0			
- Impuestos antes de intereses (miles de Euro: 35,00%)					-2.035,13	-2.096,97	-1.606,07	-1.615,19			
Beneficio antes de Inter. y después de Impuestos (miles de Euros)					3.779,53	3.894,38	2.982,70	2.999,65			
Subvenciones					0,00	0,00	0,00	0,00			
Devolución IVA construcción (miles de Euros)			84,84	168,47	10.246,41						
Inversión Circulante					-1.060,67	-17,96	235,09	0,31			
Inversión					-530,25	-1.052,93	-64.040,07				
IVA Inversión					-84,84	-168,47	-10.246,41				
Prima de entrada PROYECTO								0,00			
Flujo de Caja (Euros)					-615,09	-1.136,55	-74.118,01	17.427,65	8.338,80	7.680,17	7.462,33
TIR del negocio a		20	9,18%								
VAN del Negocio (mEuros)		6,12%	15.164,85		Calculo payback	-1.752	-75.255	-56.690	-48.352	-40.671	-33.209
Pay-back del negocio (años)			10,44		Apalancamiento	0%	80%	77%	74%	71%	67%
					RCSD			1,07	1,23	1,17	1,18

Estudio de viabilidad técnico – económico de parques eólicos

 PLAN DE NEGOCIO PARQUE EOLICO 50 MW		Primer año que la instalación está más de 6 meses en servicio: 2009						
		2.006	2.007	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
Años de operación				0	1	2	3	4
2.2.7.- RENTABILIDAD DEL ACCIONISTA		RCSD medio		1,34				
2.2.7.2.- TIR, VAN DEL ACCIONISTA								
Beneficio después de impuestos (miles de Euros):			-2,84	-5,64	1.241,20	1.769,93	1.049,25	1.254,56
Activa la dotación de Reserva legal (Si/No)					1	1	1	1
Dotación de Reserva legal			0,00	0,00	124,12	176,99	104,92	125,46
Dotación Acumulada de Reserva legal			0,00	0,00	124,12	301,11	406,04	531,49
Beneficio y reservas distribuible (miles de Euros):			-2,84	-5,64	1.117,08	1.592,93	944,32	1.129,10
Amortización Técnica libre de Amortizac. Financiera:					143,11	143,11	143,11	143,11
Beneficio disponible para liquidar deuda:					0	0	0	0
Liquidar deuda con beneficio distribuible (Si/No)	0				0	0	0	0
Capital Social		525,00	1.567,50	14.126,91	14.126,91	14.126,91	14.126,91	14.126,91
Reducción posible de F.P. de la sociedad (miles de Euros):	0			0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo libre DEVENGADO para el accionista (miles de Euros)			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TIR del Accionista a 20	11,70%	-525,00	-1.042,50	-12.559,41	0,00	0,00	0,00	0,00
VAN del Accionista (miles de Euros.) 10,68%	1.606,71	Flujo COBRADO	-525,00	-1.042,50	-12.559,41	0,00	0,00	0,00
					100,0	100,0	100,0	100,0
Pay-back del accionista (años)	10,07				Calculo payback	-12.559	-12.559	-12.559
					RCSD	1,07	1,23	1,17
2.2.3.- TIR, VAN ECYR								
Flujo libre COBRADO para el accionista (miles)	100%	-524,95	-1.042,40	-12.558,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Fee Agente Vendedor (miles de Euros)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Prima de entrada (miles de Euros)				0,00				
TIR de ECYR a 20	11,70%	-524,95	-1.042,40	-12.558,16	0,00	0,00	0,00	0,00
VAN de ECYR (miles de Euros.) 10,68%	1.607							
					100,00	100,00	100,00	100,00
Pay-back de ECYR (años)	10,07				Calculo payback	-12.558	-12.558	-12.558