



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL II

TESIS

**Reducción del riesgo en la dirección de proyectos de
aprovechamiento de recursos eólicos**

Autor: Manuel Lara Coira

Directores: Alfredo del Caño Gochi

María Pilar de la Cruz López

Ferrol, marzo 2006



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL II

TESIS DOCTORAL

Autor: Manuel Lara Coira

Título: REDUCCIÓN DEL RIESGO EN LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS EÓLICOS

Directores: Dr. Alfredo del Caño Gochi
Catedrático de Universidad
Universidad de La Coruña

Dra. María del Pilar de la Cruz López
Profesora Titular de Universidad
Universidad de La Coruña

Tribunal nombrado por el Magnífico y Excelentísimo Señor Rector de la Universidad de La Coruña el día ____ del mes de _____ del año 2006.

Presidente: Dr. José Cidrás Pidre
Catedrático de Universidad
Universidad de Vigo

Vocales: Dr. Sisenando Carlos Morales Palomino
Catedrático de Universidad
Universidad Nacional de Educación a Distancia

Dr. Juan Jaime Cano Hurtado
Catedrático de Universidad
Universidad Politécnica de Valencia

Dr. Emilio Menéndez Pérez
Profesor "ad honorem"
Universidad Politécnica de Madrid

Secretario: Dr. Ramón Yáñez Brage
Profesor Titular de Universidad
Universidad de La Coruña

Se efectuó la lectura y defensa de la Tesis en Ferrol, el día ____ del mes de _____ del año 2006, obteniendo la calificación de:

**Reducción del riesgo
en la dirección de proyectos de
aprovechamiento de recursos eólicos**

Manuel Lara Coira

Agradecimientos

A mis padres, Manuel y María Eugenia, que hicieron que todo fuese posible.

A mis hermanos, Juan, Carlos, Patricia, Marta, Martín, Milagros y José, que me hicieron creer que era capaz de hacerlo, con un recuerdo especial para Eugenio, quien no supo ni pudo esperar y cuya tristeza me acompaña siempre.

A mi esposa, María del Carmen, y a nuestros hijos, Andrés y María, con el anhelo de que sean capaces de perdonarme el tiempo que he perdido de estar con ellos y que nada puede compensar.

A mis amigos, que tantas veces consiguieron engañarme y hacerme creer que la vida podía ser más amable: que sigáis haciéndolo.

A mis enemigos, que siempre me proporcionaron numerosos estímulos para seguir luchando: que sigáis combatiéndome.

A los Directores de la Tesis, Profesor Dr. Alfredo del Caño y Profesora Dra. María Pilar de la Cruz, de la Universidad de La Coruña, por su constante apoyo y amabilidad, sus imprescindibles sugerencias y su paciencia con mis desaciertos.

A quienes accedieron a sufrir mis entrevistas, por el tiempo que me regalaron, su deferencia cómplice y su valiosa colaboración.

A todas las empresas que con sus encargos ayudaron no sólo a que yo pudiese profundizar en el conocimiento del sector eólico sino, y sobre todo, a que me fuese posible financiar la realización de este trabajo.

Sería injusto no recordar al Profesor Dr. José Cidrás, de la Universidad de Vigo, quien fue el primero en animarme a retomar mis trabajos de doctorado y sin cuyo empuje y aliento no hubiese sido capaz de salir adelante.

Quedo igualmente obligado a todas aquellas personas que de una u otra forma, por acción u omisión, han contribuido a la realización de esta Memoria.

Ferrol, 13 de marzo del 2006

Resumen

Son numerosos los casos de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos que han padecido problemas técnicos y de gestión, no pocos los casos con problemas significativos que han resultado en una rentabilidad muy diferente de la esperada, e incluso existen algunos casos que han finalizado con el fracaso del proyecto, que no ha llegado a construirse, o que ya construido ha sido necesario dismantelar.

El propósito del trabajo que aquí se resume fue la reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España mediante la identificación, análisis y respuesta a los riesgos de todo tipo que pueden suponer amenazas u oportunidades a los objetivos de tales proyectos, en particular a los objetivos de alcance, plazo, coste, calidad y rentabilidad.

La presente Tesis Doctoral se basa en un catálogo de cuarenta y cuatro factores de riesgo en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España, elaborado con la experiencia profesional específica del doctorando en este tipo de proyectos y la colaboración y experiencia en dirección de proyectos y gestión del riesgo, profesional y académica, de los directores de esta Tesis. Cada factor de riesgo identificado se acompaña de sus correspondientes evaluaciones cualitativas de probabilidad e impacto y de sus correspondientes respuestas al mismo.

A partir del catálogo mencionado y de los conocimientos actuales en esta materia, se elaboró una metodología para la gestión del riesgo en la dirección de este tipo de proyectos.

Ambos documentos (catálogo y metodología) se validaron mediante la realización de un análisis Delphi llevado a cabo con profesionales del sector eólico español, de notable experiencia y con diferentes puntos de vista: el del abogado, el del promotor y constructor de parques eólicos, el del funcionario de la administración pública, o el del consultor en empresas de ingeniería. Estos profesionales evaluaron también la aplicabilidad, eficacia y posibles dificultades de implantación de la metodología propuesta.

En base a todo ello en esta Tesis se establecen las directrices metodológicas esenciales para la reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España.

Por último, se sugieren posteriores desarrollos para estudiar la aplicabilidad del método en otros países, no sólo en proyectos eólicos sino también en otros proyectos de aprovechamiento de recursos energéticos naturales, como pueden ser los hidráulicos, termosolares o fotovoltaicos, entre otros.

Summary

There are plenty of projects for the harnessing of the wind resources that have suffered for technical and managing problems, not too few of them endured relevant difficulties that brought a yield far from anticipated, and even some of them failed and either they were not built or once erected they were dismantled.

The aim of the work here summarized was to reduce the risk in the management of the projects for the harnessing of the wind resources in Spain, identifying and analyzing the risks in these projects either threats or opportunities, as well as setting up the potential risk responses to them. The study focused on the risks to major project objectives: scope, schedule, cost, quality and cost-effectiveness.

This Doctoral Thesis is based on a catalogue made up by forty-four risk factors that can be present in the projects for the harnessing of the wind resources in Spain, and it was prepared relying on the professional experience of the author in that type of projects and with the co-operation and experience in project management, both professional and academic, of the tutors of this work.

From the catalogue of risk factors together with the state-of-the-art knowledge on this subject, there was worked out a methodology to the risk management when managing this type of projects.

To validate said documents (catalogue and methodology) there was developed a Delphi analysis, interviewing some professionals performing at the Spanish wind market sector, they all combining remarkable experience and different points of view: the lawyer's one, the developer's one, the civil servant's one and the engineering consultant's one. These professionals also assessed the applicability, effectiveness and possible difficulties to setting up the suggested methodology.

All this considered in the author herewith sets up the essential methodological guidelines to lessening the risk in the management of the projects for the harnessing of the wind resources in Spain.

Lastly there are suggested several possibilities to go further in the matter by studying the applicability of the method in other countries not only to wind energy projects but to other sources of energy resources too: hydropower, solar thermal, or photovoltaic amongst others.

Índice general de la Tesis

Índice de figuras	xxiii
Índice de tablas	xxv
Capítulo 1	
Formulación, objetivos, utilidad, y estructura de la tesis	1
1.1. FORMULACIÓN DE LA TESIS.	1
1.2. OBJETIVOS DE LA TESIS.	3
1.3. UTILIDAD DE LA TESIS.	4
1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS.	6
Capítulo 2	
Introducción	9
2.1. ENERGÍA Y ECONOMÍA.	9
2.2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES.	12
2.3. EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA: LA ENERGÍA EÓLICA.	14
2.4. EL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS EÓLICOS EN ESPAÑA.	25
Capítulo 3	
La situación y perspectivas de la energía eólica en España y en el mundo	33
3.1. ANTECEDENTES.	33
3.1.1. Los recursos eólicos.	33
3.2. LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.	35
3.2.1. Situación actual de la energía eólica en el mundo.	35
3.2.2. Perspectivas eólicas en el mundo.	41
3.3. LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.	45
3.3.1. El aprovechamiento de los recursos eólicos en España.	45
3.3.2. Perspectivas eólicas en España.	49

Capítulo 4

El ciclo de vida del proyecto de desarrollo de un parque eólico	61
4.1. ANTECEDENTES.	61
4.2. PLANIFICACIÓN INICIAL.	64
4.3. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	64
4.4. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	64
4.5. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.	65
4.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO.	65
4.6.1. Definición del emplazamiento.	65
4.6.2. Instalación y operación de estaciones anemométricas.	66
4.6.3. Análisis de datos y evaluación del recurso eólico.	67
4.6.4. Selección e implantación de aerogeneradores.	68
4.6.5. Observaciones a la evaluación del recurso.	68
4.7. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	68
4.8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	69
4.9. FINANCIACIÓN.	70
4.10. PLANIFICACIÓN DETALLADA.	70
4.11. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.	71
4.12. INGENIERÍA DE DETALLE.	71
4.13. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.	72
4.14. EJECUCIÓN.	72
4.14.1. Aspectos particulares del suministro de aerogeneradores.	73
4.14.2. Otros suministros.	74
4.14.3. Aspectos administrativos y económicos.	74
4.14.4. Observaciones a la ejecución del parque eólico.	75
4.15. REFINANCIACIÓN.	75
4.16. TRANSFERENCIA.	76
4.17. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.	77
4.18. APOYO.	77
4.19. EXPLOTACIÓN.	77

4.20. ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO.	80
4.21. CONCLUSIÓN.	80

Capítulo 5

Principales riesgos (amenazas y oportunidades) en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos **83**

5.1. INTRODUCCIÓN.	83
5.2. PLANIFICACIÓN INICIAL.	83
5.3. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	85
5.4. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	86
5.5. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.	87
5.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO.	88
5.7. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	89
5.8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	91
5.9. FINANCIACIÓN.	93
5.10. PLANIFICACIÓN DETALLADA.	93
5.11. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.	95
5.12. INGENIERÍA DE DETALLE.	97
5.13. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.	98
5.14. EJECUCIÓN.	99
5.15. REFINANCIACIÓN.	100
5.16. TRANSFERENCIA.	100
5.17. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.	101
5.18. APOYO.	102
5.19. EXPLOTACIÓN.	102
5.20. ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO.	103
5.21. IDENTIFICACIÓN DEL RIESGO. LISTADO DE RIESGOS.	103
5.22. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL RIESGO.	105
5.23. RESPUESTAS AL RIESGO.	107

5.24. VALIDACIÓN. 107

Capítulo 6

Aproximación a las principales estrategias y acciones de respuesta a los riesgos en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos 109

6.1. INTRODUCCIÓN. 109

6.2. PLANIFICACIÓN INICIAL. 112

6.3. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD. 112

6.4. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD. 113

6.5. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO. 113

6.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO. 114

6.7. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD. 114

6.8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD. 114

6.9. FINANCIACIÓN. 115

6.10. PLANIFICACIÓN DETALLADA. 115

6.11. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE. 116

6.12. INGENIERÍA DE DETALLE. 116

6.13. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN. 117

6.14. EJECUCIÓN. 117

6.15. REFINANCIACIÓN. 118

6.16. TRANSFERENCIA. 118

6.17. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN. 118

6.18. APOYO. 119

6.19. EXPLOTACIÓN. 119

6.20. ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO. 119

6.21. RESUMEN Y LISTADO DE LAS PRINCIPALES RESPUESTAS AL RIESGO. 119

6.22. VALIDACIÓN DEL LISTADO DE FACTORES DE RIESGO
Y DE RESPUESTA A LOS MISMOS. 120

Capítulo 7

Metodología para la gestión de amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos	121
7.1. INTRODUCCIÓN Y FUNDAMENTOS.	121
7.2. PLANTEAMIENTO DE LA GESTIÓN DE OPORTUNIDADES Y AMENAZAS.	122
7.3. PLANIFICACIÓN INICIAL.	124
7.3.1. Planificación de la gestión del riesgo.	125
7.3.2. Identificación de los riesgos iniciales.	125
7.3.3. Evaluación cualitativa de los riesgos iniciales.	126
7.3.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	126
7.4. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	127
7.5. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	127
7.5.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	127
7.5.2. Identificación adicional de riesgos.	128
7.5.3. Análisis cualitativo del riesgo.	128
7.5.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	132
7.6. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.	133
7.7. EVALUACIÓN DEL RECURSO.	133
7.7.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	133
7.7.2. Identificación adicional de riesgos.	134
7.7.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.	136
7.7.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	144
7.8. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	144
7.9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	145
7.9.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	145
7.9.2. Identificación adicional de riesgos.	145
7.9.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.	146
7.9.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	149
7.10. FINANCIACIÓN.	149
7.10.1. Riesgos de arranque del proyecto.	151
7.10.1.1. Riesgos de los promotores.	151
7.10.1.2. Riesgos de construcción.	152
7.10.1.3. Riesgos de puesta en marcha.	154
7.10.2. Riesgos logísticos.	157

7.10.3. Riesgos operativos.	159
7.10.4. Riesgos económico-comerciales.	160
7.10.5. Otros riesgos.	162
7.10.5.1. Riesgos financieros.	162
7.10.5.2. Riesgos en seguros y riesgos de fuerza mayor.	163
7.10.5.3. Riesgos políticos.	164
7.10.6. Conclusiones.	164
7.11. PLANIFICACIÓN DETALLADA.	167
7.11.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	167
7.11.2. Identificación adicional de riesgos.	167
7.11.3. Análisis cualitativo del riesgo.	167
7.11.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	170
7.12. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.	171
7.13. INGENIERÍA DE DETALLE.	171
7.14. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.	171
7.15. EJECUCIÓN.	171
7.16. REFINANCIACIÓN.	172
7.17. TRANSFERENCIA.	172
7.17.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	173
7.17.2. Cierre del proceso de gestión del riesgo del proyecto de construcción.	173
7.17.3. Planificación adicional de la gestión del riesgo en la explotación.	173
7.17.4. Identificación adicional de riesgos en la explotación.	174
7.17.5. Evaluación cualitativa de los riesgos adicionales en la explotación.	174
7.17.6. Planificación de la respuesta al riesgo.	177
7.18. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.	177
7.19. APOYO.	178
7.20. EXPLOTACIÓN.	178
7.21. ABANDONO.	178
7.22. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	179

Capítulo 8

Validación del listado de riesgos, de las estrategias y acciones de respuesta y de la metodología propuesta	183
8.1. INTRODUCCIÓN.	183

8.2. PRINCIPALES FACTORES DE RIESGO Y RESPUESTAS A LOS MISMOS.	191
8.2.1. Principales factores que originan amenazas.	192
8.2.2. Principales factores que originan oportunidades.	202
8.2.3. Otros factores de riesgo aportados en el análisis Delphi.	205
8.3. VALORACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	206
8.3.1. Principales ventajas.	206
8.3.2. Principales inconvenientes.	207
8.3.3. Valoraciones en relación a la aplicabilidad y potencial eficacia.	208
8.3.4. Observaciones y sugerencias.	208

Capítulo 9

Posibilidades de aplicabilidad de la metodología a otros proyectos de aprovechamiento energético de recursos naturales 211

9.1. INTRODUCCIÓN.	211
9.2. RECURSOS HIDRÁULICOS.	212
9.3. RECURSOS SOLARES.	212
9.4. RECURSOS GEOTÉRMICOS.	213
9.5. RECURSOS DE LA BIOMASA.	213
9.6. RECURSOS DE LAS OLAS.	214
9.7. OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS.	214

Capítulo 10

Conclusiones, aportaciones y futuros desarrollos 217

10.1. CONCLUSIONES.	217
10.1.1. En relación a los factores de riesgo más importantes en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España.	217
10.1.2. En relación con las principales respuestas a los factores de riesgo en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España.	225
10.1.3. En relación con la metodología propuesta para la reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España.	227
10.2. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LA TESIS Y APORTACIONES DE LA MISMA.	229

10.3. FUTUROS DESARROLLOS. 231

Anexo 1

Meteorología del viento 233

A.1.1. CIRCULACIÓN GENERAL ATMOSFÉRICA. 233

A.1.2. LOS EFECTOS LOCALES SOBRE EL VIENTO. 236

A.1.3. EL RÉGIMEN DE VIENTOS: VARIACIONES
CÍCLICAS. TURBULENCIA. RAFAGOSIDAD. 241

Anexo 2

Aprovechamiento de recursos eólicos 247

A.2.1. LA ENERGÍA DEL VIENTO. 247

A.2.2. CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO. 248

A.2.3. LAS MÁQUINAS EÓLICAS. 253

A.2.4. LOS PARQUES EÓLICOS. 261

A.2.5. EL PORVENIR DE LOS APROVECHAMIENTOS EÓLICOS EN EL MUNDO. 264

Anexo 3

Tratamiento de datos eólicos 271

A.3.1. LA CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO. 271

A.3.2. DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES DE VIENTO. 271

A.3.3. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO. 273

A.3.4. VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO. 276

A.3.5. EFECTOS DEL TERRENO Y PERTURBACIONES DEL FLUJO. 278

A.3.6. INFLUENCIAS DE LA METEOROLOGÍA LOCAL. 279

A.3.7. EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA. 280

A.3.8. MEDIDA Y REGISTRO DE DATOS DE VIENTO. 284

A.3.9. MODELOS DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO. 287

A.3.10. EVALUACIÓN ESPACIAL DEL POTENCIAL EÓLICO. 287

A.3.10.1. Perturbaciones debidas a pequeños efectos topográficos. 288

A.3.10.2. Modelización física.	291
A.3.10.3. Modelización numérica.	291
A.3.10.4. El modelo WAsP.	293
A.3.10.4.1. Leyes de semejanza en la capa superficial.	294
A.3.10.4.2. Ley de arrastre geostrófico.	295
A.3.10.4.3. El complemento de los modelos simplificados.	296
A.3.11. EVALUACIÓN TEMPORAL DEL POTENCIAL EÓLICO.	298
A.3.12. CONCLUSIONES PARTICULARES.	300

Anexo 4

Aspectos económicos	303
A.4.1. ESTRUCTURA DE COSTES DE UN PARQUE EÓLICO.	303
A.4.1.1. Costes de construcción de un parque eólico.	305
A.4.1.2. Costes de operación de un parque eólico.	307
A.4.2. ACCIONES DE APOYO AL SECTOR EÓLICO.	308
A.4.2.1. Medidas de apoyo y acompañamiento al sector eólico en España.	308
A.4.2.2. Medidas de apoyo y acompañamiento al sector eólico en la Unión Europea.	314
A.4.3. EL PROBLEMA DE LA INTERNALIZACIÓN DE LOS COSTES AMBIENTALES.	319

Anexo 5

Listado de los factores de riesgo (amenazas y oportunidades) y de las principales respuestas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos	327
A.5.1. FACTORES QUE ORIGINAN AMENAZAS.	329
A.5.2. FACTORES QUE ORIGINAN OPORTUNIDADES.	353

Anexo 6

Criterios de ponderación de los factores de riesgo y criterios de ponderación de la eficacia de las respuestas	357
A.6.1. CRITERIOS DE PONDERACIÓN DE LOS FACTORES DE RIESGO.	357
A.6.1.1. Por la probabilidad de ocurrencia.	357
A.6.1.2. Por el impacto sobre el proyecto.	357

A.6.2. CRITERIOS DE PONDERACIÓN DE EFICACIA DE LAS RESPUESTAS.	357
---	-----

Anexo 7

Guía para desarrollar la encuesta sobre el listado de riesgos y sobre la metodología para su gestión	359
---	------------

A.7.1. GUÍA PARA DESARROLLAR LA ENCUESTA SOBRE EL LISTADO DE RIESGOS Y SOBRE LA METODOLOGÍA PARA SU GESTIÓN.	359
---	-----

Anexo 8

Encuesta sobre la metodología propuesta para la gestión de amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos	361
--	------------

A.8.0. PLANIFICACIÓN INICIAL.	361
A.8.0.1. Planificación de la gestión del riesgo.	361
A.8.0.2. Identificación de los riesgos iniciales.	362
A.8.0.3. Evaluación cualitativa de los riesgos iniciales.	362
A.8.0.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	363
A.8.1. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	363
A.8.2. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.	363
A.8.2.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	363
A.8.2.2. Identificación adicional de riesgos.	363
A.8.2.3. Análisis cualitativo del riesgo.	364
A.8.2.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	366
A.8.3. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.	367
A.8.4. EVALUACIÓN DEL RECURSO.	367
A.8.4.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	367
A.8.4.2. Identificación adicional de riesgos.	367
A.8.4.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.	369
A.8.4.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	370
A.8.5. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	371
A.8.6. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.	371
A.8.6.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	371
A.8.6.2. Identificación adicional de riesgos.	371
A.8.6.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.	372
A.8.6.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	373
A.8.7. FINANCIACIÓN.	373

A.8.8. PLANIFICACIÓN DETALLADA.	374
A.8.8.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	374
A.8.8.2. Identificación adicional de riesgos.	374
A.8.8.3. Análisis cualitativo del riesgo.	375
A.8.8.4. Planificación de la respuesta al riesgo.	377
A.8.9. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.	377
A.8.10. INGENIERÍA DE DETALLE.	377
A.8.11. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.	378
A.8.12. EJECUCIÓN.	378
A.8.13. REFINANCIACIÓN.	378
A.8.14. TRANSFERENCIA.	378
A.8.14.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.	378
A.8.14.2. Cierre proceso gestión del riesgo del proyecto de construcción.	378
A.8.14.3. Planificación adicional de la gestión del riesgo en la explotación.	379
A.8.14.4. Identificación adicional de riesgos en la explotación.	379
A.8.14.5. Evaluación cualitativa de los riesgos adicionales en la explotación.	380
A.8.14.6. Planificación de la respuesta al riesgo.	382
A.8.15. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.	382
A.8.16. APOYO.	382
A.8.17. EXPLOTACIÓN.	382
A.8.18. ABANDONO.	383

Anexo 9

Listado priorizado de los factores de riesgo (amenazas y oportunidades) y de las principales respuestas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos	385
--	------------

Anexo 10

Resultados de la valoración del listado de riesgos y de la metodología	401
---	------------

Anexo 11

Bibliografía	407
---------------------	------------

Índice de figuras

2.1. Distribución de los flujos instantáneos de energía en el planeta Tierra.	13
2.2. Embarcación a vela en el Alto Imperio egipcio (4.500 a.C.).	14
2.3. Molinos de viento en Niyazabad, Persia, dibujado según fotografía de Sven Hedin.	15
2.4. <i>Anemurión</i> de Herón de Alejandría, según reconstrucción de W. Schmidt.	16
2.5. Molino de viento en Catoira, España, dibujado s. fotografía de Manuel Lara.	17
2.6. Molino de viento en O Barqueiro, España, según dibujo de Juan Lara.	17
2.7. Molino multipala de Dozón, España.	18
2.8. Aerogeneradores eléctricos empleados en 1892 por Paul Lacour.	19
2.9. El aerogenerador Smith-Putnam, 1939-1945.	20
2.10. El aerogenerador Gedser, 1958-1967.	21
2.11. El aerogenerador Hütter-Allgaier, 1958-1968.	21
2.12. Vindeby, 1991.	24
2.13. Ijsselmeer, 1994.	24
2.14. Bockstingen, 1997.	24
2.15. Molino de viento de Canido en Ferrol, ca. 1840.	25
2.16. Molino de viento en Laxe, 1923.	25
2.17. Molino de viento en Coirós, 1989.	26
2.18. Molino de viento en Dozón, 1987.	26
2.19. Ampurdán, 1984.	27
2.20. La Coruña, 1985.	27
2.21. Tarifa, 1982.	27
2.22. Parque eólico de Estaca de Bares, 1987.	28
2.23. Estaca de Bares, 1987.	29
2.24. Arinaga, 1990.	29
2.25. Tarifa, 1999.	30
A.1.1. Esquema clásico de la circulación general de los vientos, con indicación de sus direcciones en superficie.	235
A.1.2. Esquema de la circulación atmosférica.	236
A.1.3. Virazón, o brisa marina.	237
A.1.4. Terral, o brisa terrestre.	237
A.1.5. Brisa diurna del valle.	238
A.1.6. Brisa nocturna de montaña.	238
A.1.7. Espectro de la velocidad del viento.	242
A.2.1. Rotor Savonius.	255
A.2.2. Rotor Darrieus.	255

A.2.3. Rotor Giromill.	256
A.2.4. Rotor multipala.	256
A.2.5. Rotor tripala.	257
A.2.6. Sistemas de orientación.	257
A.2.7. Regulación por variación de la incidencia del rotor.	258
A.2.8. Regulación por variación de la incidencia de los álabes.	259
A.2.9. Fuerzas aerodinámicas sobre un perfil.	260
A.2.10. Viento aparente sobre una pala.	261
A.2.11. Parque eólico de poca potencia conectado a la red eléctrica general.	263
A.2.12. Parque eólico de gran dimensión conectado a la red eléctrica general.	264
A.2.13. Aerogenerador de pequeña potencia.	267
A.2.14. Aerobomba.	268
A.2.15. Sistema mixto eólico-fotovoltaico.	268
A.2.16. Sistema mixto eólico-diesel.	269
A.3.1. Rosa de vientos de frecuencias.	272
A.3.2. Rosa de vientos de velocidades.	273
A.3.3. Función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull para distintos valores del factor de forma, k	274
A.3.4. Distribución de Rayleigh para la probabilidad de velocidades de viento.	275
A.3.5. Histograma de potencia.	280
A.3.6. Distribución acumulada de potencia.	281
A.3.7. Curva de potencia de un aerogenerador de 55 kW.	282
A.3.8. Velocidad del viento medida en diferentes periodos.	285
A.3.9. Potencia espectral de la velocidad del viento (diferenciación de la varianza en distintas escalas temporales).	286
A.3.10. Zona de flujo perturbado por el efecto de resguardo provocado por un edificio.	289
A.3.11. Flujo eólico a lo largo de una colina con los perfiles verticales corriente arriba y en la cima.	290
A.3.12. Energía media contenida en el viento para distintos periodos consecutivos de cinco años.	301

Índice de tablas

3.1. Potenciales eólicos estimados por Grubb y Meyer (1990) y por Van Wijk y Coelingh (1993).	34
3.2. Consumos de electricidad en 1995, potenciales eólicos estimados por Van Wijk y Coelingh, y producción eólica en 2004 en los diferentes países europeos de la “Europa de los 15”.	35
3.3. Crecimiento del mercado eólico mundial.	36
3.4. Crecimiento mundial de la generación eólica y la total.	36
3.5. Potencia eólica instalada en el mundo a finales del 2004.	37
3.6. Potencia eólica instalada en Europa a finales del 2004.	37
3.7. Potencia eólica instalada en América a finales del 2004.	38
3.8. Potencia eólica instalada en el sur y este de Asia a finales del 2004.	38
3.9. Potencia eólica instalada en los países de la OCDE-Pacífico a finales del 2004.	39
3.10. Potencia eólica instalada en África a finales del 2004.	39
3.11. Potencia eólica instalada en el mundo a finales del 2004 no incluida en las tablas 3.5 a 3.10.	39
3.12. Potencia eólica instalada en el mar (<i>offshore</i>) a finales del 2004.	40
3.13. Mayores potencias eólicas a finales del año 2004.	40
3.14. Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada en el mundo en el periodo 2005-2009.	41
3.15. Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada en Europa en el periodo 2005-2009.	41
3.16. Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada en América en el periodo 2005-2009.	42
3.17. Previsión de crecimiento de potencia eólica instalada en el sur y este de Asia, periodo 2005-2009.	42
3.18. Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada en la OCDE-Pacífico, periodo 2005-2009.	42
3.19. Previsión de crecimiento de potencia eólica instalada en África en el periodo 2005-2009.	43
3.20. Previsión de crecimiento de potencia eólica instalada no incluida en las tablas 3.14 a 3.19.	43
3.21. Previsión de crecimiento de la potencia eólica <i>offshore</i> instalada en el mundo, periodo 2005-2009.	44
3.22. Crecimiento del sector eólico en España.	46
3.23. Potencia eólica instalada en España a finales del año 2004.	47
3.24. Número de aerogeneradores y potencia instalada por fabricante en España a finales del año 2004.	47
3.25. Los diez primeros suministradores mundiales en el año 2004.	48
3.26. Potencial eólico neto en España.	49

3.27. Objetivos eólicos en España 1999-2010.	50
3.28. Objetivos de evolución del consumo de energía primaria en España en el periodo 2000-2011.	51
3.29. Objetivos de evolución de la estructura de generación de energía eléctrica en España.	52
3.30. Previsión de generación eléctrica a partir de fuentes renovables en España en el año 2011.	53
3.31. Objetivos eólicos de las Comunidades Autónomas en España.	55
3.32. Objetivos eólicos en España, 2005-2010.	56
4.1. Ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos.	63
4.2. Ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos.	81
5.1. Categorías de probabilidad del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.	106
5.2. Categorías de impacto del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.	106
5.3. Matriz cualitativa de riesgos.	107
7.1. Matriz percepción - conocimiento.	124
7.2. Categorías de probabilidad del impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.	130
7.3. Categorías de consecuencia del impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.	130
7.4. Matriz cualitativa de riesgos.	131
7.5. Categorías de probabilidad del impacto.	168
7.6. Categorías de consecuencia del impacto.	169
7.7. Matriz cualitativa de riesgos.	169
7.8. Categorías de probabilidad del impacto.	175
7.9. Categorías de consecuencia del impacto.	176
7.10. Matriz cualitativa de riesgos.	176
8.1. Categorías de probabilidad en el aprovechamiento de recursos eólicos.	187
8.2. Categorías de impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.	187
8.3. Categorías de ponderación de la eficacia de las respuestas.	188
8.4. Matriz cualitativa de riesgos.	190
7.6. Categorías de consecuencia del impacto.	169
7.7. Matriz cualitativa de riesgos.	170
7.8. Categorías de probabilidad del impacto.	176
7.9. Categorías de consecuencia del impacto.	176
7.10. Matriz cualitativa de riesgos.	177
A.8.1. Categorías de probabilidad del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.	365
A.8.2. Categorías de impacto del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.	365

A.8.3. Matriz cualitativa de riesgos.	366
A.8.4. Categorías de probabilidad en el aprovechamiento de recursos eólicos.	375
A.8.5. Categorías de impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.	376
A.8.6. Matriz cualitativa de riesgos.	376
A.8.7. Categorías de probabilidad en el aprovechamiento de recursos eólicos.	380
A.8.8. Categorías de impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.	381
A.8.9. Matriz cualitativa de riesgos.	381

Capítulo 1

Formulación, objetivos, utilidad y estructura de la tesis

Ningún viento es favorable para quien no sabe a dónde va (Séneca)

1.1. FORMULACIÓN DE LA TESIS.

Aunque el crecimiento de la demanda de energía ha sido constante a lo largo de la historia, es a finales del siglo XVIII, con la Revolución Industrial, cuando la energía se convierte en uno de los factores más importantes, e incluso condicionantes, para el desarrollo de las actividades humanas.

La necesidad de fuentes energéticas flexibles, no condicionadas por una situación geográfica concreta (en las orillas de un río o en zonas con vientos abundantes), ni limitadas por fenómenos de la naturaleza, muchas veces imprevisibles, condujo a la potenciación del uso de los combustibles fósiles para la producción de energía, en detrimento de los molinos de agua y de viento, de utilidad limitada en un mundo en el que el transporte de la energía era dificultoso y caro, cuando no desconocido.

La madera y posteriormente el carbón, constituyeron prácticamente la única fuente de abastecimiento energético hasta las postrimerías del siglo XIX. A partir de esta fecha comienza la explotación masiva de los recursos petrolíferos que a principios de los años 70, llegarían a cubrir más del 50% de la demanda energética de los países industrializados. Finalmente, a mediados del siglo XX, se descubre y aprende a utilizar la energía nuclear llamada de fisión, con unos resultados tan prometedores que hicieron prever un futuro basado en este tipo de energía.

Sin embargo, y a partir de los años 70, coincidiendo con la llamada “crisis del petróleo”, el panorama sufre un cambio radical: los combustibles fósiles dejan de ser baratos y se empieza a cuestionar, tanto económica como socialmente, la rentabilidad de las centrales nucleares.

Estas circunstancias, unidas al progresivo rechazo social de las tecnologías agresivas con el medio ambiente y a la concienciación sobre las consecuencias futuras de una sobreexplotación de los limitados recursos fósiles, condujeron, no sólo a la búsqueda de nuevas fuentes energéticas, sino también a la revisión de alternativas hasta entonces descalificadas o consideradas poco rentables.

En este contexto, resurge con fuerza la idea del aprovechamiento de los recursos renovables, como alternativa no despreciable ante una situación de aumento de la demanda de energía y progresivo agotamiento de las reservas de combustibles tradicionales, situación que, sin duda, tenderá a agravarse en un futuro próximo, en tanto los avances de la ciencia no faciliten el acceso a nuevas y más generosas fuentes de energía [Lara, 1990].

El aprovechamiento de los recursos eólicos reinicia su andadura a principios de la década de los 80. La aplicación de las modernas tecnologías y en especial, las desarrolladas para la aviación, ha dado como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas, muy perfeccionadas y con unos rendimientos que permiten su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica, en zonas de potencial eólico elevado.

Los primeros años de la década de los 90 suponen el despegue definitivo, con un gran desarrollo de instalaciones comerciales en Europa. En España, desde 1995 hasta finales del año 2005, de acuerdo con las cifras todavía provisionales a las que se ha

tenido acceso [Global Wind Energy Council, 2006; Info Power, 2005], se han puesto en marcha 460 parques eólicos, con 12.913 aerogeneradores que suponen una potencia instalada de 10.027 MW y una producción media del orden de 22.059 GWh/año para un funcionamiento de 2.200 horas/año equivalentes. Las inversiones asociadas a la ejecución de estas instalaciones representan más de 11.531 millones de euros para una inversión total media equivalente a 1.150 euros por kilovatio instalado.

Este trabajo incluye un análisis de la gestión de este tipo de proyectos, que exigen la movilización de importantes recursos económicos y técnicos en un periodo relativamente corto de tiempo.

La Tesis que se establecía al iniciarse este trabajo, y que debería ser demostrada o refutada, era:

- Que en el desarrollo de cualquier proyecto, y de manera más acusada en el de los proyectos de aprovechamiento de recursos naturales y, en particular, en el de aprovechamiento de los recursos eólicos:
 - Aumenta la complejidad de las tareas a llevar a cabo con el incremento de los agentes implicados en el mismo y, por consiguiente, se complica la tarea de coordinación en el desarrollo del proyecto.
 - Aumenta el riesgo y los perjuicios subsiguientes a los fallos de coordinación, que indefectiblemente comprometen los objetivos de coste y plazo inicialmente previstos, pudiendo incluso comprometer la viabilidad del proyecto.
 - Los promotores adolecen de una notable falta de cultura empresarial en dirección de proyectos y gestión de riesgos, con la excepción de los riesgos ambientales y de seguridad y salud.
 - Las administraciones públicas carecen del conocimiento suficiente de los parámetros de este tipo de proyectos para poder intervenir y actuar con eficacia en su desarrollo, con la ya citada excepción de los riesgos ambientales y de seguridad y salud.
- Que la aplicación desde la dirección del proyecto de una serie de métodos y técnicas específicas para la consecución de los objetivos del proyecto:
 - Puede ser una eficaz herramienta en la gestión de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.
 - Puede proporcionar a las administraciones públicas una serie de pautas de gran utilidad para el mejor enjuiciamiento de este tipo de proyectos.

La presente Tesis cumple los requisitos sobre trabajos científicos que han llegado a considerarse tradicionales [García de la Fuente, 1994]:

- Versa sobre algo concreto, reconocible e identificable.
- Tras diferentes rastreos y búsquedas bibliográficas en un importante número de bases de datos de todo el mundo, llevadas a cabo con el sistema de búsquedas de la Universidad de La Coruña (que incluye, entre otras, la Web of Science del Institute for Scientific Information), hasta donde puede saberse, el tema no ha sido

anteriormente estudiado, por lo que se presentan varias aportaciones originales en sus propuestas y metodología.

- Aporta los datos esenciales para la eventual verificación o refutación de las hipótesis y tesis que se presentan.
- El trabajo realizado es de utilidad para los promotores y propietarios de instalaciones para el aprovechamiento de recursos eólicos, así como para los diferentes estamentos de las administraciones públicas que intervienen en la autorización de este tipo de proyectos.

1.2. OBJETIVOS DE LA TESIS.

Los objetivos que aprobó en su reunión del 28 de febrero del año 2003 la Comisión de Doctorado de la Universidad de La Coruña para la presente Tesis Doctoral, eran:

- Tras realizar un breve documento que sintetice el desarrollo de una instalación para el aprovechamiento de los recursos eólicos, como base para el trabajo posterior, analizar los procesos metodológicos y técnicas cualitativas y cuantitativas existentes para la gestión de riesgos en la dirección de proyectos y, a la vista de las características específicas de este tipo de proyectos (complejidad, tamaño absoluto en euros, tamaño relativo con respecto a la capitalización de la empresa propietaria, etc.) y de la madurez en dirección de proyectos y en gestión de riesgos que suelen tener las empresas involucradas en estos proyectos, concebir una metodología de gestión de riesgos en la dirección de este tipo de proyectos.
- En función de los conocimientos y experiencia del doctorando, de las búsquedas bibliográficas posteriores a realizar y de entrevistas con otros expertos del sector, elaborar un listado de los riesgos (amenazas y oportunidades) esenciales en este tipo de proyectos.
- Validar la metodología y el listado de riesgos por medio de un análisis tipo Delphi sometido a diferentes profesionales que desarrollan su actividad en el sector eólico, tanto en empresas privadas como en las administraciones públicas.
- Realizar una primera aproximación a:
 - a. Las principales estrategias y acciones de respuesta a los riesgos incluidos en el listado que se acaba de referir.
 - b. La posible aplicabilidad de la metodología concebida a proyectos de aprovechamiento de recursos naturales diferentes de los eólicos.

Todo ello se realiza desde el punto de vista del propietario. Estos objetivos suponen aportaciones originales, cuyos potenciales beneficios, además de los obvios que se derivan de un mejor conocimiento de la gestión de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y de la gestión de riesgos en dichos proyectos, serán la generación de un conjunto de propuestas para mejorar la eficacia en estos proyectos e, incluso, en otros similares.

Entre otros aspectos, las propuestas citadas aportarán soluciones de conjunto para reducir los inconvenientes que se derivan de la falta de armonización de regulaciones coincidentes y concordantes de las Administraciones Públicas, con la reducción de la

rentabilidad social, junto con retrasos y sobrecostes de ejecución, y dificultades de financiación.

En lo que concierne al tipo de riesgos que se incluyen en esta Tesis, conviene indicar que en el ámbito mundial de la dirección de proyectos está todavía abierto el debate referente a la definición de riesgo, en particular en lo que se refiere a la inclusión o no de las oportunidades junto con las amenazas, o bien si el riesgo debe considerarse exclusivamente negativo (amenaza), aspecto que es tratado con detalle y amplitud por Hillson (2004).

No se va a entrar en esa discusión en este trabajo, aceptando que el concepto de riesgo incluye tanto los aspectos negativos (amenazas) como los positivos (oportunidades), por ser ésta la posición generalmente aceptada en dirección de proyectos [British Association for Project Management, 2004, y Project Management Institute, 2004, entre otros].

Por otra parte, y puesto que es elevado en España el nivel alcanzado en la gestión de los riesgos asociados a la seguridad y salud y a los aspectos ambientales, con profusa legislación nacional y europea, se ha preferido dedicar este trabajo al estudio del resto de los riesgos para el proyecto, particularmente aquéllos que pueden suponer retrasos, sobrecostes o reducción de la rentabilidad.

Con respecto al grado de interés subyacente en esta Tesis, piénsese que sólo en lo que atañe al ámbito energético, las previsiones del Plan de Energías Renovables 2005-2010 en España (aprobado en Consejo de Ministros del 26 de agosto del 2005) [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005] contemplan el desarrollo de algo más de 12.000 MW eólicos, con unas inversiones directas del orden de 11.400 millones de euros, a las que habrán de añadirse las inversiones en infraestructuras complementarias, con lo que ello supone de toma de decisiones, tanto por parte de las administraciones públicas, como por la iniciativa privada.

1.3. UTILIDAD DE LA TESIS.

Todo proyecto actual de inversión de cierta envergadura, cuenta con una serie de factores comunes, que parten de su propia complejidad y pasan por la necesidad de darle carácter multidisciplinar, para finalizar en la necesidad de integración de los diferentes agentes participantes en el mismo.

Por estas razones, además de las tareas tradicionales de diseño y cálculo, se han venido desarrollando métodos cuya finalidad es la coordinación de todas las partes implicadas en el desarrollo de un proyecto, desde la evaluación previa, hasta la explotación, pasando por la construcción y puesta en marcha.

En el desarrollo de cualquier proyecto, y de manera más acusada, en el de proyectos de aprovechamiento de recursos naturales, es de sobra conocido por los profesionales el aumento de la complejidad de las tareas de coordinación con el incremento de agentes implicados en el mismo, así como la elevación del riesgo y de los perjuicios subsiguientes a los fallos de coordinación, que indefectiblemente comprometen los objetivos de coste y plazo inicialmente previstos.

El concepto de dirección o gestión de proyecto aparece así como el elemento que vertebra cualquier proyecto de inversión, articulándose en torno a las áreas funcionales de alcance, coste, plazo, calidad, compras, personal, riesgo y comunicaciones, con la finalidad de lograr su óptima integración [Project Management Institute, 2004].

La aplicación desde la dirección del proyecto de métodos y técnicas específicas, tanto cualitativas como cuantitativas, para la consecución de los objetivos del proyecto, se

ha revelado como una eficaz herramienta en la gestión de los proyectos de inversión de mediano y gran tamaño, siendo impensable al día de hoy el desarrollo de cualquier proyecto de estas características sin la aplicación de tales técnicas.

En particular, los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos presentan ciertas singularidades propias:

- La cuantía y particularidades del recurso a utilizar no se encuentran, generalmente, perfectamente definidas: velocidades, direcciones, turbulencias, contenido energético.
- Los procesos de conversión del recurso eólico en formas de energía manejables (eléctrica, principalmente) y los convertidores necesarios para ello (los aerogeneradores) no hace muchos años que han alcanzado una capacidad técnica elevada y una buena madurez comercial.
- Las prestaciones del aerogenerador como convertidor energético son fundamentales en la viabilidad técnica del proyecto.
- Las incertidumbre asociadas a estos proyectos dificultan su financiación, que, por otra parte, suele consumir en la inversión recursos económicos relativamente importantes frente a las perspectivas de producción.
- En general, y salvo casos singulares, el aprovechamiento de los recursos eólicos necesita del apoyo institucional (habitualmente, con subvenciones en la tarifa eléctrica) para su penetración comercial.
- La implantación de los proyectos lleva asociados efectos ambientales significativos (modificación en los usos del territorio, impacto visual, afección a los ecosistemas).
- La energía producida se comercializa principalmente en forma de energía eléctrica, encontrándose en fase de estudio la posibilidad de hacerlo utilizando el hidrógeno como vector energético.
- La energía producida como electricidad se comercializa mediante la entrega al sistema general de suministro eléctrico.

Por otra parte, en lo que respecta al sector eólico en general y a los promotores de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en particular, cabe hacer las siguientes anotaciones:

- Aunque se encuentra en una progresiva fase de concentración, el sector eólico aparece todavía heterogéneo y fragmentado, configurado por un gran número de empresas, muchas de ellas pequeñas y de ámbito casi exclusivamente local.
- Aunque también se intenta una cierta concentración, el suministro de aerogeneradores requiere el concurso de diferentes fabricantes: palas, bujes, ejes, multiplicadoras, sistemas hidráulicos, equipamiento eléctrico, sistemas de telecomunicaciones, etc.
- En el proyecto de un parque eólico interviene un buen número de profesionales diferentes: meteorólogos, especialistas en temas ambientales, arqueólogos, técnicos de obra civil, montadores mecánicos, técnicos eléctricos, técnicos electrónicos e informáticos, técnicos de comunicaciones, economistas, abogados, etc.

- La aproximación al sector es, generalmente, fácil, lo que propicia tanto los promotores sin experiencia en este tipo de proyectos (e incluso, en ningún otro tipo de proyectos) como los proyectos de baja calidad.
- El desarrollo de un parque eólico suele dar lugar a numerosos conflictos y reclamaciones, y a un importante número de litigios con los propietarios de los terrenos con afección por el proyecto (accesos, línea de interconexión con la red eléctrica general e instalaciones del parque eólico propiamente dicho).

La estructuración metodológica que se propone en esta Tesis, atendiendo al ciclo de vida de este tipo particular de proyectos, permite definir y acotar mejor en cada una de las etapas de su desarrollo los diferentes aspectos e incertidumbres directamente vinculadas a dicha etapa, facilitando sobremanera el análisis de riesgos, la asignación de recursos y equipos de apoyo, las estrategias y actuaciones de respuesta, y, en definitiva, todas las tareas asociadas a la dirección del proyecto, como se pretende mostrar y demostrar a lo largo del presente trabajo.

Desde el punto de vista de su utilidad inmediata, además de la cuantía de las inversiones previstas en España que anteriormente ha sido mencionada (12.000 MW y 11.400 millones de euros), el interés de este trabajo radica igualmente en el crecimiento del sector eólico previsto en los países del ámbito de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), con 48.975 MW y 44.604 millones de euros previstos en el periodo 2005-2009 [BTM Consult Aps, 2005], en los que la metodología que aquí se propone resultaría de muy fácil aplicación por la indudable similitud de los contextos jurídicos y socioeconómicos de los países que integran dicha organización.

En lo que respecta a las previsiones para otros países en los que el marco de referencia puede resultar un tanto diferente en muchos aspectos, el horizonte de desarrollo previsto en el periodo 2005-2009 es de 11.630 MW y 9.211 millones de euros, con especial mención a la India (5.300 MW y 4.198 millones de euros) y a la China (2.350 MW y 1.861 millones de euros) [BTM Consult Aps, 2005]. En opinión del doctorando, pese a la mencionada disimilitud existente, gran parte del trabajo aquí realizado podría ser igualmente aprovechable para estos países, procediendo a aquellas adaptaciones que cada caso particular demandase.

1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS.

Para la realización del trabajo se parte de la experiencia e información específica recogida por el doctorando a lo largo de su experiencia profesional en el sector eólico, que inició en 1986 y continúa en la actualidad, y que supone su participación directa en más de 700 MW instalados y en funcionamiento y más de 500 MW actualmente en desarrollo, además de la dirección técnica de los planes eólicos de las Comunidades Autónomas de Galicia (5.800 MW) y de Castilla y León (6.000 MW), entre otras actividades.

Por lo demás:

- Se parte de los modelos de Berkeley [Ibbs, 2000] y de Hillson [Hillson, 1997] a la hora de evaluar los grados de madurez de las organizaciones involucradas en este tipo de proyectos.
- Se parte de los trabajos realizados por el grupo que encabezan los directores de la Tesis [del Caño, 1992; del Caño y de la Cruz, 1993; de la Cruz *et al.*, 1996; del Caño *et al.*, 1997; de la Cruz, 1998; del Caño y de la Cruz, 1998a, 1998b; del Caño y de la Cruz, 1999; de la Cruz y del Caño, 1999; del Caño y de la Cruz,

2000a, 2000b; Hulett *et al.*, 2000; del Caño *et al.* 2001; López *et al.*, 2001a, 2001b, 2002; del Caño y de la Cruz, 2002a, 2002b] y por los desarrollados por otros autores [Al-Bahar y Crandall, 1990; Clark *et al.*, 1990; MoD(PE)-DPP(PM), 1991; Wideman, 1992; Wright y Canal, 1996; Halman y Keizer, 1997; British Standards Institution, 1999; Department of Defence, Defence Acquisition University, Defence Systems Management College, 2000; Department of Transport, 2000; NASA Software Assurance Technology Center, 2000; Archibald y Lichtemberg, 1992; Down *et al.*, 1994; Grey, 1995; Department of Administrative Services, 1996; Reitan y Hauge, 1997; Simon *et al.*, 1997; Chapman, 1997; Chapman y Ward, 1997; Institution of Civil Engineers and the Faculty and Institute of Actuaries, 1998; Tah y Carr, 2001; Ben-David y Raz, 2001; Williams, 1995; entre otros], para establecer las directrices metodológicas esenciales para la gestión de riesgos de cualquier tipo en proyectos de este tipo.

En lo que respecta a la estructura con la que se desarrolla la Tesis, se plantea en primer lugar una introducción (Capítulo 2) en la que se describen las relaciones entre energía y economía y se enmarcan las llamadas energías renovables, en general, y la energía eólica, en particular, con una referencia al estado de la cuestión en España.

A continuación, se presenta la situación y las perspectivas de la energía eólica en España y en el mundo (Capítulo 3).

En el Capítulo 4 se establece y justifica el ciclo de vida de un proyecto de desarrollo de un parque eólico.

Los principales riesgos, tanto amenazas como oportunidades, en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se estudian en el Capítulo 5.

El Capítulo 6 se dedica a la aproximación a las principales estrategias y acciones de respuesta a los riesgos en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos que se han analizado en el capítulo precedente.

La metodología que se propone para la gestión de amenazas y oportunidades en este tipo de proyectos se presenta en el Capítulo 7.

En el Capítulo 8 se presenta el método de validación empleado para el listado de riesgos, para las respuestas a los mismos y para la metodología propuesta, así como los resultados obtenidos de las encuestas realizadas al respecto.

Las posibilidades de aplicabilidad de la metodología propuesta a otros proyectos de aprovechamiento energético de recursos naturales se describen en el Capítulo 9.

Finalmente, se recogen en el Capítulo 10 las conclusiones de la Tesis, sus aportaciones y futuros desarrollos.

El trabajo se completa con una serie de anexos que complementan a los capítulos principales, y con un anexo que recoge las referencias bibliográficas.

Capítulo 2

Introducción

El recién venido ha de reflexionar, que es prudente enterarse de lo que han dicho otros y temerario el empeño de crearlo todo por sí solo, y es exponerse a perder mucho tiempo el no querer aprovechar en nada las fatigas ajenas (Balmes: El criterio)

2.1. ENERGÍA Y ECONOMÍA.

Aunque la energía es inseparable de la materia y todo fenómeno material está asociado a la energía, e incluso no siendo la utilización de la energía una característica privativa del mundo moderno, sólo desde tiempos recientes debe necesariamente admitirse que la sociedad actual sería inviable y aun inimaginable sin un consumo de energía generalizado y en grandes cantidades.

Efectivamente, se ha llegado a convertir en un lugar común el hecho de la trascendental importancia de la energía en el mundo moderno, hasta el punto de llegar a afirmarse, sin recato alguno, que la civilización actual sería absolutamente inconcebible si se prescindiese del consumo masivo de energía [García e Iranzo, 1989].

Si bien el uso de la energía no es algo exclusivo del mundo moderno, no es sino a partir de la llamada Revolución Industrial cuando se producen transformaciones cualitativas y cuantitativas de enorme relevancia, desapareciendo los modelos de producción y consumo de energía hasta entonces imperantes y sustituyéndose las fuentes energéticas utilizadas durante milenios por otras nuevas, cuyo uso no deja desde entonces de incrementarse de manera exponencial.

Además del propio esfuerzo físico y del de algunos animales domésticos para la obtención de energía mecánica, hace cuatro milenios que el ser humano ya aprovechaba la energía del viento y del agua para desplazar sus embarcaciones, y dos mil años más tarde, también para mover los molinos de cereal, completando con el calor obtenido de la madera el designado como “ciclo energético antiguo” [Asimov, 1990; Bas, 1991; Basalla, 1991; Butti y Perlin, 1985; Cádiz y Ramos, 1992; Cardwell, 1996; Caro Baroja, 1995; Fernández y Fernández, 1998; Jarabo *et al.*, 1988].

Desde sus orígenes, el ser humano ha intentado aprovechar los medios que la naturaleza pone al alcance de su ingenio y capacidad de transformación para satisfacer sus necesidades y mejorar sus condiciones de vida.

Además de utilizar inteligentemente la energía procedente del sol para incrementar las cosechas (8.000 a.C.) y adaptar sus viviendas a las condiciones climáticas del entorno, el hombre se ha servido, durante milenios, de la fuerza del agua para moler grano, del empuje del viento para mover sus embarcaciones, y del calor del fuego (500.000 a.C., invención) para calentarse y cocinar, alumbrarse (20.000 a.C., lámpara de aceite; 3.000 a.C., bujía) o extraer metales de la tierra (4.000 a.C., cobre; 3.500 a.C., bronce).

La aplicación del propio esfuerzo físico, la domesticación y empleo de animales (12.000 a.C., perro; 10.000 a.C., cabra; 6.000 a.C., buey; 3.000 a.C., asno; 2.000 a.C., caballo), y la utilización de los esclavos para la obtención de energía mecánica, multiplica sus resultados con la invención de la rueda (7.000 a.C., torno de alfarero; 3.500 a.C., carro sumerio). A estos recursos primitivos se unirán las fuerzas del viento y de las corrientes de agua.

En efecto, hace ya más de cuatro milenios que los habitantes de China empleaban la energía del viento para impulsar sus embarcaciones, y hacia el año 700 los persas sabían aprovechar la fuerza del viento para moler cereales, innovación técnica que los cruzados importaron a Europa en siglo XI, construyéndose el primer molino de viento en el año 1180, en Francia [Caro Baroja, 1995; Le Gourières, 1982].

También desde tiempos lejanos la fuerza del agua fue utilizada en numerosos lugares con fines energéticos, desde el desplazamiento de personas, animales y materiales aprovechando los cursos fluviales (6.000 a.C.) hasta la obtención de fuerza motriz para la imprescindible molienda de cereales (85 a.C.) [Caro Baroja, 1995].

Como ya ha quedado reseñado, este “ciclo energético antiguo”, sol, agua, viento, animales y esclavos, se completa con el aprovechamiento del calor animal y del calor obtenido por la combustión de la madera, utilizado en el hogar y empleado en incipientes actividades fabriles para fundir metales y obtener todo tipo de herramientas y utensilios, sin olvidar el uso del fuego como primitiva fuente de iluminación.

Desde entonces, aunque el crecimiento de la demanda de energía ha sido constante a lo largo de la historia, es a finales del siglo XVIII, con la Revolución Industrial, cuando la energía se convierte en uno de los factores más importantes, e incluso condicionantes, del desarrollo de las actividades humanas.

En efecto, con la llamada Revolución Industrial, que discurre en un periodo difuso y amplio, cuyo inicio en Inglaterra puede establecerse hacia 1760 y su culminación hacia 1860 [Pierenkemper, 2001], las transformaciones de todo tipo, cualitativas y cuantitativas, que se producen con la transición de la producción manufacturera a modos de producción industrial, conducen a transformaciones estructurales de la economía con amplias consecuencias a largo plazo.

El florecimiento de la industria del algodón en el sudeste del condado inglés de Lancashire (Manchester), lleva, de manera significativa a partir de 1780, al aprovechamiento de los recursos económicos disponibles de una manera más eficiente, con una combinación peculiar de innovaciones técnicas, una nueva fuente de energía (máquina de vapor), novedades en la organización del trabajo y una demanda en expansión.

La necesidad de fuentes energéticas flexibles, no condicionadas por una situación geográfica concreta (en las orillas de un río o en zonas con vientos abundantes), ni limitadas por fenómenos de la naturaleza, muchas veces imprevisibles, condujo a la potenciación del uso de los combustibles fósiles para la producción de energía, en detrimento de los molinos de agua y de viento, de utilidad limitada en un mundo en el que el transporte de la energía era dificultoso y caro, cuando no desconocido.

La desaparición del modelo de consumo y producción de energía hasta entonces imperante, con la sustitución de las fuentes energéticas empleadas durante milenios por otras nuevas, cuyo uso, además, se incrementa de manera exponencial, hubiese, precisamente, resultado imposible sin tal sustitución de las energías arcaicas, primero, por el carbón y, después, por los hidrocarburos y la electricidad, que constituyen una de las bases fundamentales de la economía y de la sociedad actual.

La madera y, posteriormente, el carbón, constituyeron prácticamente la única fuente de abastecimiento energético hasta las postrimerías del siglo XIX. A partir de esta fecha comienza la explotación masiva de los recursos petrolíferos que a principios de los años 1970, llegarían a cubrir más del 53% de la demanda energética de los países industrializados [García e Irazo, 1989]. Finalmente, a mediados del siglo XX, se descubre y aprende a utilizar la energía nuclear llamada de fisión, con

unos resultados tan prometedores que hicieron prever un futuro basado en este tipo de energía.

Sin embargo, y a partir de los años 1970, coincidiendo con la llamada “crisis del petróleo”, el panorama sufre un cambio radical: los combustibles fósiles dejan de ser baratos y se empieza a cuestionar, tanto económica como socialmente, la rentabilidad de las centrales nucleares.

Estas circunstancias, unidas al progresivo rechazo social de las tecnologías agresivas con el medio ambiente y a la concienciación sobre las consecuencias futuras de una sobreexplotación de los limitados recursos fósiles, condujeron, no sólo a la búsqueda de nuevas fuentes energéticas, sino también a la revisión de alternativas hasta entonces descalificadas o consideradas poco rentables.

En este contexto, resurge con fuerza la idea del aprovechamiento de los recursos renovables, como alternativa no despreciable ante una situación de aumento de la demanda de energía y progresivo agotamiento de las reservas de combustibles tradicionales, situación que, sin duda, tenderá a agravarse en un futuro próximo, en tanto los avances de la ciencia no faciliten el acceso a nuevas y más generosas fuentes de energía [Lara Coira, 1990].

Las transformaciones posteriores a la Revolución Industrial a las que se ha hecho referencia, no sólo han supuesto modificaciones en las fuentes energéticas y sus modos de utilización, sino importantes cambios cualitativos, con un rápido y prácticamente ininterrumpido crecimiento del consumo de energía, cuya evolución simplificada puede evidenciarse con la estimación de que el nivel de consumo en 1975 (5.860 millones de toneladas equivalentes de petróleo, Mtep) fue treinta veces superior al de 1875, y de que la tasa de crecimiento entre 1950 y 1975 multiplicó por tres el consumo mundial [García e Irazo, 1989], que ascendió hasta 9.954 Mtep en el año 2000 [European Commission, 2003] (La unidad “tonelada equivalente de petróleo”, abreviada como tep, equivale a 10^7 kcal, 11.630 kWh, o $4,1868 \times 10^{10}$ J).

Aunque en los periodos alcistas de la demanda energética la oferta (producción energética), generalmente, ha reaccionado con crecimientos paralelos, en ocasiones ha sido incapaz de satisfacer en cantidad, calidad y precio al consumo, casi siempre como consecuencia de la saturación del sistema productivo y del largo periodo de maduración de las nuevas inversiones necesarias para ello.

Los altos precios originados por estos periodos de desajuste entre la oferta y la demanda de energía, habitualmente conocidos como “crisis energética”, dan lugar a una oleada de inversiones que se traducen, a medio plazo, en notables crecimientos de la producción energética, alcanzándose a continuación un nuevo periodo de equilibrio.

En estos momentos de escasez de energía, acostumbra a renovarse el debate sobre la cuantía de los recursos energéticos, cuyo carácter limitado se exagera habitualmente más con fines especulativos que como motivo de reflexión y acicate para la planificación.

En todas las crisis energéticas conocidas (1873, 1900, 1919, 1973, 1979), la amenaza del desabastecimiento ha dado lugar a beneficios extraordinarios e injustificados para los especuladores, tanto en los niveles de comercialización, como en los de producción, transformación y distribución, especuladores que han utilizado el intranquilizador tema del agotamiento de los recursos energéticos para vindicar desmesuradas alzas en los precios [García e Irazo, 1989].

Conviene destacar aquí la irracionalidad de la intranquilidad que tales situaciones de escasez desatan. En efecto, aunque actualmente sólo se emplean a

gran escala cinco fuentes energéticas (petróleo, gas natural, carbón, uranio y recursos hidráulicos, siendo las cuatro primeras agotables, no renovables), son significativos los recursos energéticos existentes potencialmente aprovechables y de previsible y generalizada utilización futura, como es el caso de las energías eólica y la solar, los recursos energéticos marinos o la fusión nuclear.

Además, incluso la cuantía de los recursos limitados no es algo inamovible, siendo, por el contrario, su variación en el tiempo, tanto por la aparición de nuevos yacimientos y mejora en las técnicas de explotación y utilización, como por los cambios en los precios relativos, una de sus características más destacables [García e Iranzo, 1989].

Por todo ello, la definición de las estrategias para enfrentar el hecho indiscutible de las limitaciones asociadas a los recursos energéticos, debe plantearse específicamente en la línea del uso racional de los mismos, fomentando el ahorro, la diversificación y la optimación en los usos de la energía, propiciando además el máximo aprovechamiento de los llamados recursos energéticos renovables.

2. 2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

Hace más de 5.000 millones de años que el Sol, una gigantesca esfera incandescente, situada a 150 millones de kilómetros de la Tierra y con una masa 334.000 veces mayor que la de nuestro planeta, emite energía, que se manifiesta básicamente en forma de luz y calor.

A causa de las reacciones de fusión que ininterrumpidamente tienen lugar en su seno, el Sol transforma, cada segundo, cuatro millones de toneladas de su masa en energía, lo que supone, de acuerdo con la ecuación de Einstein, una potencia de $3,7 \times 10^{14}$ TW, es decir, una liberación de energía del orden de los 8.840 billones de “toneladas equivalentes de petróleo” (tep) por segundo [Jarabo *et al.*, 1988].

A pesar de que solamente unas dos mil millonésimas partes de su radiación alcanzan la atmósfera terrestre, lo que supone unos 173.000 TW [Jarabo *et al.*, 1988], es decir, del orden de cuatro millones de “toneladas equivalentes de petróleo” (4 Mtep) cada segundo (el consumo mundial en el año 2000 fue de 9.954 Mtep), el Sol, directa o indirectamente, es el origen de todas las formas conocidas de energía, a excepción -tal vez- de la energía nuclear (fig. 2.1) [Lara Coira, 1990].

La energía solar directamente irradiada y no absorbida ni transformada de manera significativa se denomina energía solar directa, o simplemente, **energía solar**, que proporciona a los habitantes de la Tierra luz y calor.

La distribución no uniforme de la energía absorbida por la atmósfera, y la consiguiente formación de gradientes térmicos, es la causa primaria del movimiento de las masas de aire y, por tanto, origen de la energía del viento, o **energía eólica**.

Parte de la energía solar que atraviesa la atmósfera es absorbida por las plantas verdes mediante el proceso de fotosíntesis, y es almacenada en ellas en forma de energía química. Esta energía, transmitida a través de la cadena alimentaria al resto de los seres vivos y presente también en los residuos que éstos generan, es la denominada **energía de la biomasa**.

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, la biomasa confinada en el seno de la Tierra se convirtió en los que conocemos como recursos energéticos fósiles, recursos no renovables: el **carbón**, el **petróleo** y el **gas natural**.

La **energía geotérmica** es la energía contenida en el interior de la Tierra, también con origen remoto en el Sol, y que se manifiesta en forma de calor, ya en volcanes y manantiales termales, ya en forma de conducción calórica en las rocas profundas.

Cuando las masas de agua presentes en la superficie terrestre absorben energía solar, elevan su temperatura y, evaporándose en parte, pasan a la atmósfera; posteriormente, vuelven a caer a la tierra en forma de lluvia o nieve, que se acumulan a diferentes niveles de la superficie terrestre. La energía potencial de estas masas de agua, que de forma natural se transforma en energía cinética al desplazarse a zonas de menor altura, constituye la llamada **energía hidráulica**.

Por último, la conjunción sobre los océanos de las fuerzas gravitatorias de la Luna, el calor del Sol y los vientos, es el origen de la **energía del mar**, con manifestaciones como la energía de las mareas o maremotriz, la energía de las olas, la energía de los gradientes térmicos o maremotérmica, la energía de los gradientes salinos o la energía de las corrientes marinas.

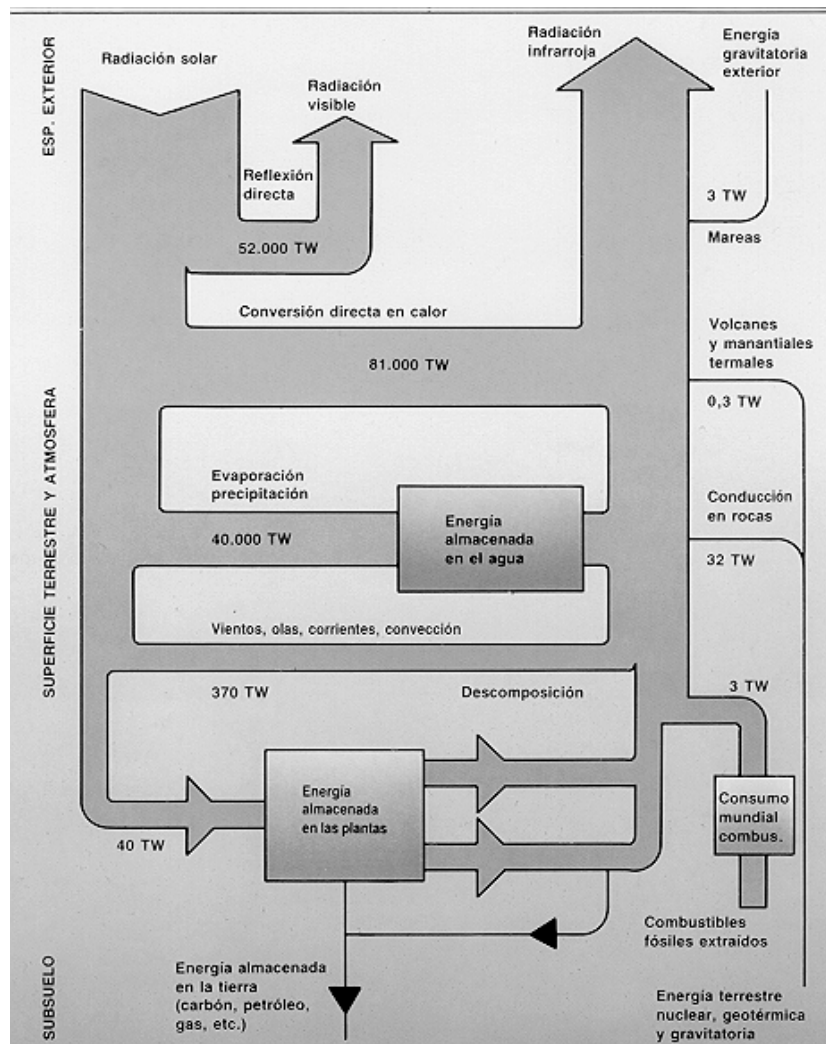


Fig. 2.1: Distribución de los flujos instantáneos de energía en el planeta Tierra [Lara Coira, 1990]

De todas estas formas de la energía, en particular, se denominan **energías renovables** o energías alternativas, a aquéllas cuya utilización no altera de una manera significativa el medio ambiente, son recuperables cíclicamente de una forma natural -al menos en periodos de tiempo a escala humana- y que a diferencia de las denominadas energías convencionales o recursos energéticos fósiles, no provienen de la explotación de yacimientos, de carácter finito y no renovable.

2. 3. EL VIENTO COMO FUENTE DE ENERGÍA: LA ENERGÍA EÓLICA.

La distribución no uniforme de la energía absorbida por la atmósfera y la consiguiente formación de gradientes térmicos, es la causa primaria del movimiento de las masas de aire y por tanto, origen de la **energía eólica**, o energía del viento.

La radiación solar, absorbida irregularmente por la atmósfera, da lugar a masas de aire con diferentes temperaturas y por tanto, diferentes densidades y presiones. El aire, al desplazarse desde las altas hacia las bajas presiones, da lugar al fenómeno conocido como viento.

Con la designación genérica de energía eólica se alude a la energía del viento, asociada a las masas de aire que se desplazan sobre la superficie terrestre como resultado de la combinación de ciertos fenómenos termodinámicos que ocurren en la atmósfera junto con los efectos inerciales que se derivan del movimiento del planeta [Lara Coira, 1998].

Por consiguiente, también de forma general, podría entenderse como aprovechamiento de los recursos eólicos cualquier forma de aprovechamiento de la energía del viento, de los que existen no pocos ejemplos, desde la navegación a vela a la dispersión de contaminantes atmosféricos. Sin embargo, es costumbre agrupar bajo tal designación la conversión de la energía del viento en energía mecánica, y, cada vez con más frecuencia, se emplea este término para referirse, casi con carácter exclusivo, a la conversión de la energía del viento en energía eléctrica.

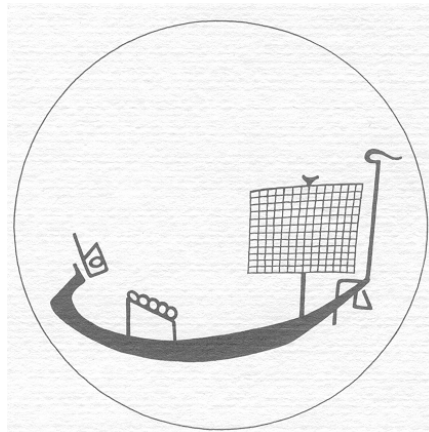


Fig. 2.2: Embarcación a vela en el Alto Imperio egipcio (4.500 a.C.) [Cádiz y Ramos, 1995]

Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra, lo que supone más de dos billones de “toneladas equivalentes de petróleo” (tep) al año y aunque en la práctica solamente podría ser utilizada una parte muy pequeña de esa cifra (del orden del 5%), la cantidad de energía

que ello representa (unos 130.000 millones de tep) hace de la energía eólica una de las fuentes de energía renovables con mayor potencial [Jarabo *et al.*, 1988].

Al igual que sucede con la energía solar, la energía eólica se caracteriza por su aleatoriedad y dispersión y, por tanto, plantea el mismo problema de cara a su aprovechamiento en gran escala: la necesidad de costosos sistemas de almacenamiento para adecuar la producción de energía a las exigencias de la demanda [Lara, 1990].

El aprovechamiento de la energía contenida en el viento mediante su conversión en energía mecánica fue llevado a cabo por la humanidad desde la más remota antigüedad. Si se exceptúa la energía de origen animal, cabe decir que, junto con la energía obtenida de los cursos de agua, la energía del viento ha sido el recurso energético natural más antiguo en la historia de las civilizaciones [Lara Coira, 1998].

Además de la navegación a vela (cuya referencia más antigua aparece en un grabado egipcio perteneciente al Alto Imperio, unos 4.500 años a.C., fig. 2.2) hacia el año 1700 a.C., según noticia histórica, Hammurabi, rey de Babilonia, llegó a proyectar el regadío de la rica meseta de Mesopotamia con auxilio de la energía eólica. Estos primitivos molinos de viento debían de ser de eje vertical, sin duda análogos a aquéllos cuyas ruinas todavía subsisten en la meseta iraní (fig. 2.3). En cualquier caso, Persia, Iraq, Egipto y China se consideran la cuna del aprovechamiento de la energía del viento [Cádiz y Ramos, 1992; Caro Baroja, 1995; Le Gourières, 1982].

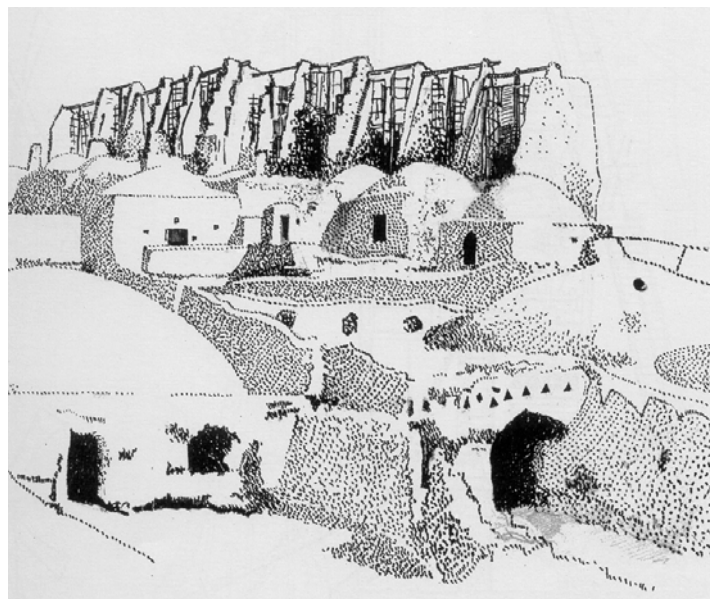


Fig. 2.3: Molinos de viento en Niyazabad, Persia, dibujado según fotografía de Sven Hedin [Caro Baroja, 1979]

En un estudio sobre neumática, realizado en el siglo III a.C. por Herón de Alejandría, se describe por primera vez una máquina eólica de eje horizontal, multipala (fig. 2.4), que accionaba una bomba de aire mediante una leva formada por cuatro palas en forma de cruz, impulsando el aire comprimido destinado a alimentar las flautas de un primitivo órgano [Cádiz y Ramos, 1992; Caro Baroja, 1995; Le Gourières, 1982].

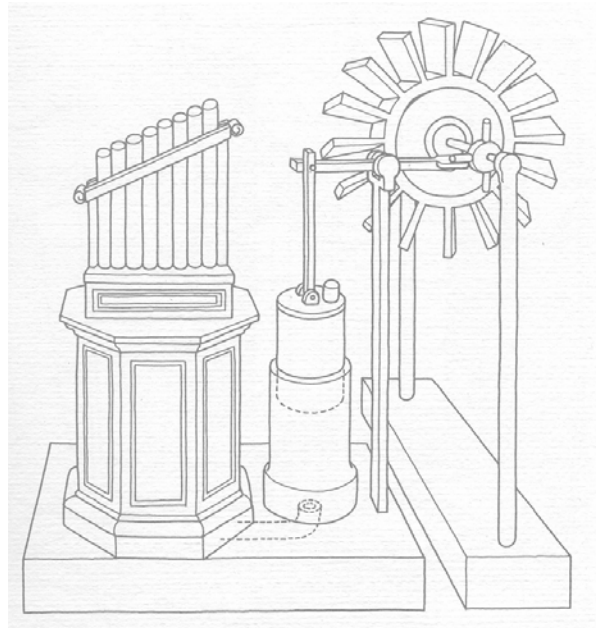


Fig. 2.4: *Anemurion* de Herón de Alejandría, según reconstrucción de W. Schmidt [Cádiz y Ramos, 1995; Caro Baroja, 1995]

En cualquier caso, hasta el siglo IX no es posible encontrar un documento histórico irrefutable en el que se haga mención al uso de los molinos de viento como práctica generalizada. Este documento es el *Libro de Ingenios Mecánicos*, de los hermanos Banu Musa, fechado en el año 850.

La difusión del molino de viento como máquina capaz de producir energía mecánica sigue dos canales bien diferentes. El primero de ellos se extiende con la civilización islámica, que ocupa todo el Mediterráneo y llega hasta la mitad sur de la Península Ibérica. El segundo toma como centro de partida el triángulo formado por Bretaña, Inglaterra y los Países Bajos [Cádiz y Ramos, 1992].

Algunos autores señalan que fueron los Cruzados, a su retorno de Palestina, quienes introdujeron los molinos de viento en Europa, utilizándose, sobre todo, para la molienda del grano y principalmente del trigo. De cualquier manera, los molinos de viento aparecen en la Edad Media (siglos XII y XIII) en Italia, Francia, España y Portugal. Algo más tarde se localizan en Alemania, Los Países Bajos e Inglaterra. Se encuentran documentados molinos de viento en Lisboa, en el año 1182, en Alcobaça, en 1262, y en Évora, en 1303; y se sabe que desde el año 1350 se utilizaban molinos de viento con cuatro aletas dispuestas en cruz para la desecación de los *polders* holandeses. Además, la energía eólica se utiliza ya en estas fechas para extraer el aceite de nueces y granos, aserrar madera, transformar trapos viejos en papel, preparar colorantes en polvo o, incluso, elaborar pólvoras.

Puede entonces decirse que, aunque el aprovechamiento de la energía eólica data de las épocas más remotas de la humanidad, es a partir de los siglos XII y XIII cuando empieza a generalizarse el uso de los molinos de viento para, fundamentalmente, la elevación de agua y la molienda de grano, basados en diseños muy rudimentarios (fig. 2.5) que, con diversas mejoras, especialmente en los sistemas de regulación y orientación (fig. 2.6), se mantendrán hasta bien entrado el siglo XIX [Cádiz y Ramos, 1992; Caro Baroja, 1995; Le Gourières, 1983].



Fig. 2.5: Molino de viento en Catoira, España, dibujado según fotografía de Manuel Lara [Cádiz y Ramos, 1995]



Fig. 2.6: Molino de viento en O Barqueiro, España, según dibujo de Juan Lara [Lara Coira, 1990]

Un aeromotor lento del tipo multipala aparece citado en tiempos bien lejanos: en la Revista de las Artes Hidráulicas [Jacob, 1724] se detalla el proyecto de una máquina de ocho palas autorregulable que arrastra una bomba de pistón por medio de un cigüeñal. Este ingenio hubo, sin embargo, de esperar hasta 1870, fecha en la que aparece en el continente americano, desde donde retorna a Europa, en 1876, y se implanta y difunde con el nombre de “molino americano”.

Efectivamente, es en la segunda mitad del siglo XIX cuando tiene lugar uno de los más importantes avances en la tecnología del aprovechamiento del viento, con la aparición del luego popularísimo “molino multipala americano”, utilizado para bombeo de

agua prácticamente en todo el mundo (fig. 2.7) y cuyas características habrían de sentar las bases para el diseño de los modernos generadores eólicos [Le Gourières, 1983].



Fig. 2.7: Molino multipala de Dozón, España [Lara Coira, 1990]

Con la llamada “Revolución Industrial” y la introducción de la máquina de vapor, desde el segundo tercio del siglo XVIII, la creciente demanda de energía se orienta a los procesos termodinámicos, basados en el consumo de combustibles fósiles, caracterizados por un incremento en el factor de escala, una garantía de utilización y, especialmente, por la libertad de ubicación territorial, frente a la servidumbre asociada a la utilización de los llamados recursos renovables (agua y viento), necesariamente vinculados a una determinada localización geográfica favorable, ya fuesen las orillas de los ríos o zonas costeras ventosas [Lara Coira, 1998].

Puede decirse que el desarrollo de los molinos de viento se interrumpe con la revolución industrial y la utilización masiva del vapor, la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz. Por esta razón, a lo largo del siglo XIX y la mayor parte del XX la importancia relativa de la energía eólica en el balance energético mundial prosigue su decadencia, por el fuerte crecimiento de otras fuentes energéticas, aunque el aprovechamiento de los recursos eólicos siguió teniendo una cierta importancia en muchas partes del mundo, especialmente en aquellos lugares de mayor dispersión de población.

Pese a estas circunstancias, importa dejar noticia de algunos hallazgos notables, como la utilización por Paul Lacour, hacia 1892, de molinos de viento para producir energía eléctrica (fig. 2.8). Más recientemente, entre 1925 y 1957, los hermanos Jacobs construyeron en los Estados Unidos de Norteamérica generadores eólicos de 2,5 a 3 kW para la carga de baterías eléctricas [Feijóo Lorenzo, 1998].

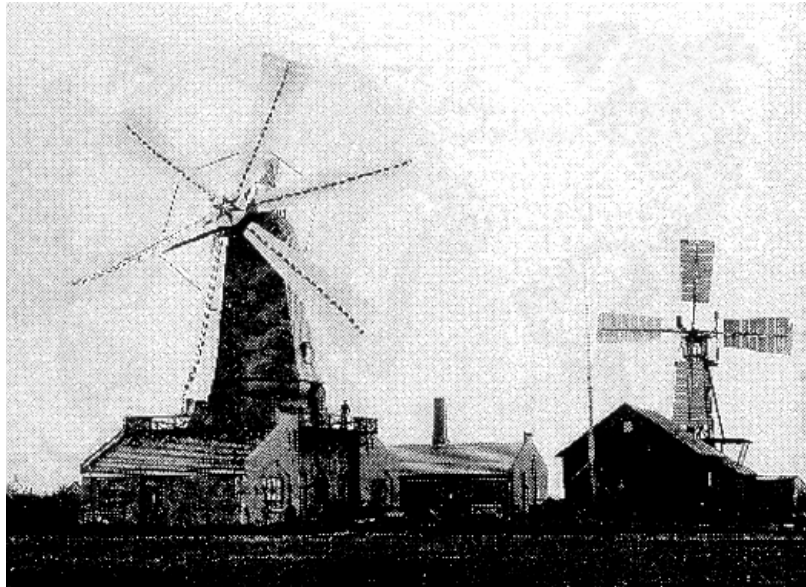


Fig. 2.8: Aerogeneradores eléctricos empleados en 1892 por Paul Lacour [Feijóo Lorenzo, 1998]

Durante la Segunda Guerra Mundial algunos países que se vieron privados de sus habituales fuentes de energía primaria recurrieron a la construcción de electrogeneradores eólicos (en su mayor parte, de corriente continua) para paliar la escasez energética. Tal fue el caso de Dinamarca, donde una incipiente industria eólica ensayó, ya en el año 1957, un proyecto de generador de inducción de 200 kW que fue el prototipo para los generadores eólicos que alcanzaron con posterioridad un nivel técnico más elevado, y que a partir de la crisis del petróleo desatada en 1973, sentaron las bases para el desarrollo de un sector energético que hoy goza de tan amplio predicamento [Sørensen, 1995].

En los años 70 del Siglo XX, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inicia una nueva etapa en el aprovechamiento de la energía del viento. La aplicación de las modernas tecnologías y en especial, las desarrolladas para la aviación, ha dado como resultado la aparición de una nueva generación de máquinas eólicas, muy perfeccionadas y con unos rendimientos que permiten su explotación, bajo criterios de rentabilidad económica, en zonas de potencial eólico elevado [Lara Coira, 1988].

Iniciados en los Estados Unidos, Dinamarca y Alemania tras la citada crisis del petróleo del año 1973, los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se han ido generalizando en la mayor parte de los países desarrollados, principalmente europeos, pero también con importantes perspectivas en otros países como la India o la China.

A diferencia de los antiguos molinos de viento, utilizados exclusivamente para el bombeo de agua y la molturación de grano, la práctica totalidad de las modernas instalaciones eólicas se orientan hacia la producción de energía eléctrica, por la facilidad para la manipulación y transporte de este tipo de energía, así como por la versatilidad en sus aplicaciones posteriores.

La penetración de la energía eólica en los sistemas eléctricos de todo el mundo es cada vez más importante, como consecuencia de los avances técnicos que se han ido logrando y los apoyos que las distintas Administraciones Públicas han proporcionado a este tipo de proyectos.

Por otra parte, la investigación y el perfeccionamiento de los materiales utilizados en la construcción de las máquinas eólicas ha permitido la mejora de su eficiencia y el aumento de su potencia unitaria, que alcanza hoy día valores superiores a los 5 MW.

De esta forma, un recurso energético cuya explotación se descuidó y llegó a ser abandonada en muchas ocasiones, ha regresado al primer plano de la actualidad, empujado por la escasez energética y la contaminación atmosférica, pudiendo afirmarse sin asomo de duda que la energía eólica ocupa hoy un lugar significativo en el balance energético mundial.

La historia reciente de la energía eólica puede analizarse en tres etapas bien diferenciadas: un primer periodo que llega hasta el año 1970; un segundo periodo que discurre entre 1970 y 1987; y un tercer periodo que va desde el año 1987 hasta la actualidad [European Commission, 1999].

De entre las numerosas experiencias realizadas, tres son los hitos que caracterizan el mencionado como primer periodo.

En 1939 se construyó en Grandpa's Knob (Vermont, EE.UU.) un aerogenerador que con un rotor de 53 m de diámetro desarrollaba 1,25 MW. Su diseño reunió a algunos de los mejores científicos y técnicos de la época (el diseño aerodinámico era de Von Karman y el análisis dinámico de Den Hartog) y la máquina funcionó con éxito durante mucho más tiempo de lo que lo hicieron aerogeneradores similares en los años 1980. El llamado aerogenerador Smith-Putnam (fig. 2.9) acabó perdiendo en 1945 una de sus palas por una soldadura mal ejecutada *in situ*, y ya nunca se reparó, tanto por la falta de fondos públicos en estos años de la Segunda Guerra Mundial, como por la falta de estímulo que suponían entonces los bajos precios del petróleo [European Commission, 1999].

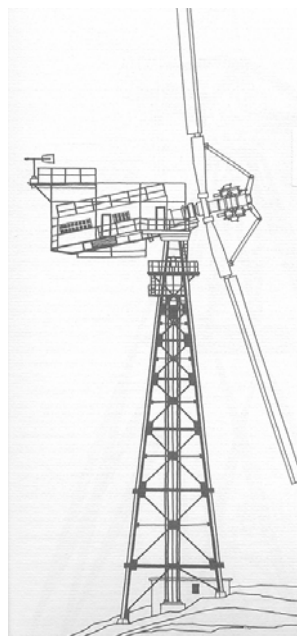


Fig. 2.9: El aerogenerador Smith-Putnam, 1939-1945 [Cádiz y Ramos, 1995]

El siguiente hito fue el aerogenerador Gedser, una máquina con rotor de 24 m de diámetro y 200 kW de potencia (fig. 2.10), construida con fondos del Plan Marshall en

la isla del mismo nombre, al sudeste de Dinamarca. Funcionó entre 1958 y 1967 con un factor de capacidad próximo al 20% [European Commission, 1999].

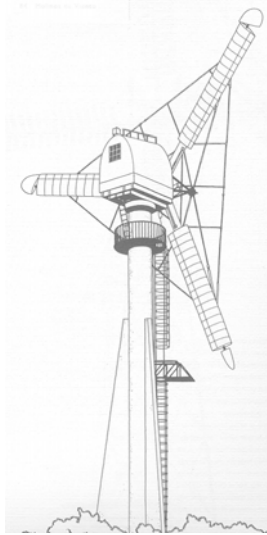


Fig. 2.10: El aerogenerador Gedser, 1958 a 1967 [Cádiz y Ramos, 1995]

El tercer y último hito fue la construcción en los primeros años de la década de los 60 del aerogenerador Hütter-Allgaier (fig. 2.11), una máquina de 34 m de diámetro de rotor (construido con resina “epoxi” y refuerzo de fibra de vidrio) y 100 kW de potencia, con dos palas en un rotor basculante y una elevada velocidad de giro. Las ideas del profesor Ulrich Hütter para un diseño flexible en alta velocidad tuvieron una gran influencia en la investigación de aerogeneradores, tanto en Alemania como en otros países [European Commission, 1999].

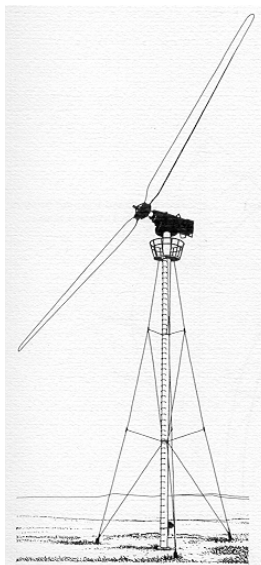


Fig. 2.11: El aerogenerador Hütter-Allgaier, 1958-1968 [Cádiz y Ramos, 1995]

Estos tres aerogeneradores se configuran como los referentes de tres facetas del desarrollo de los aerogeneradores: la gama de máquinas de más de un megavatio, actualmente asentándose en el mercado eólico; los aerogeneradores comerciales del llamado “tipo danés”, que han dominado el mercado en los quince años que van de 1970 a 1987; y, por último, el vislumbre de nuevos aerogeneradores ligeros, todavía no desarrollado en su totalidad [European Commission, 1999].

El aerogenerador Gedser, un sencillo y robusto diseño con una torre tubular, con tres palas y frenos aerodinámicos, tenía todos los ingredientes básicos que fueron aprovechados con posterioridad por los principales diseñadores daneses. Esta máquina se renovó en 1977 y se dotó de instrumentación para utilizarla como aerogenerador de pruebas, sirviendo como base de la investigación que permitió el desarrollo de la moderna tecnología eólica danesa [European Commission, 1999].

Los primeros años de la década de 1980 conocieron la investigación detallada de muchos aspectos tecnológicos de rotores y palas. El acero se desechó por su peso; el aluminio por las incertidumbres de su resistencia a la fatiga. Las palas construidas en madera y resinas epoxídicas tuvieron sus aplicaciones en pequeños y grandes aerogeneradores. Pero, sin discusión, la industria de fabricación de palas ha estado dominada por la construcción en poliéster y fibra de vidrio, resultado de la evolución de esta técnica desde la construcción naval, totalmente consolidada en Dinamarca en estos años [European Commission, 1999].

En los Estados Unidos la incorporación de políticas de regulación de las compañías eléctricas (Public Utilities Regulatory Policies Act, PURPA) en la National Energy Act de 1978, garantizó un mercado para la producción independiente de electricidad. En 1980 la combinación de ayudas estatales y federales a la energía y la investigación llegó a suponer cerca del 50% de desgravación fiscal, y dió lugar al inicio de la “fiebre eólica” en California (“California wind boom”). Entre 1980 y 1995 se instalaron en California unos 1.700 MW de potencia eólica, más de la mitad de ellos a partir de 1985, pese a que las desgravaciones fiscales se habían reducido al 15% [European Commission, 1999].

Estas ayudas fiscales recibieron numerosas críticas como mecanismo de estimulación del mercado puesto que, al menos al principio, provocaron la saturación indiscriminada de algunas áreas californiana (San Gorgonio, Tehachapi y Altamont) con aerogeneradores muchas veces mal diseñados y que funcionaban a duras penas, cuando funcionaban.

Sin embargo, como reacción a estos primeros diseños frustrantes, las desgravaciones fiscales estadounidenses ofrecieron una enorme oportunidad para las exportaciones europeas, especialmente para los fabricantes daneses de aerogeneradores, que contaban con máquinas ensayadas, probadas y relativamente rentables. Con los diseños ya mejorados, el éxito en la operación de estos aerogeneradores en California contribuyó sobremanera a dotar de credibilidad a la energía eólica en el mundo.

El mercado californiano dió lugar tanto al éxito comercial como a la quiebra de muchas compañías europeas y estadounidenses. Pese a ello, su contribución al desarrollo de la moderna industria eólica europea ha sido enorme. El impacto tecnológico tuvo lugar fundamentalmente por dos circunstancias: la principal para los fabricantes daneses fue la existencia de un mercado bastante grande que permitió el desarrollo de métodos de fabricación, la reducción del coste de componentes y diversas mejoras funcionales. En segundo lugar, la diversidad de diseños aportó valiosos estímulos para impulsar futuros desarrollos de tipo técnico como aún ocurre con el interés en componentes ligeros y flexibles [European Commission, 1999].

Por otra parte, la experiencia de la explotación de los parques eólicos en California, con la aparición de numerosos problemas de operación, como graves averías en el arraigo de las palas en el rotor, bajo rendimiento por ensuciamiento de las palas, daños en el sistema de orientación por desconocimiento de turbulencias atmosféricas extremas, fatiga prematura en los sistemas de frenado en el eje de alta velocidad, etc., problemas que hubieron lógicamente de ser resueltos, ayudó también al progreso de la técnica de generación de electricidad con la energía del viento [European Commission, 1999].

Curiosamente este notable crecimiento de la energía eólica en California no contó con imitadores estadounidenses ni consiguió el apoyo y el estímulo que hubiese supuesto un desarrollo similar en alguna otra región de los Estados Unidos. Incluso ciertas medidas de liberalización del sistema eléctrico originaron una gran incertidumbre sobre el futuro del aprovechamiento de los recursos eólicos en la vasta nación norteamericana, y tan sólo a partir de 1997 el mercado eólico estadounidense comenzó a resurgir.

Por contra, desde el año 1987, y en fuerte contraste con esta situación, el desarrollo de algunos mercados eólicos europeos fue extraordinariamente llamativo, llegándose en los primeros años de la década de 1990, en el caso de Alemania, a cifras de 200 MW anuales instalados. Fueron tres los factores que contribuyeron a este importante crecimiento: subvenciones a la investigación y el desarrollo; una política de recompra similar a la danesa; y unos precios de la electricidad producida altos. Para un mayor detalle sobre estos aspectos, no sólo en Alemania sino también en otros países europeos, puede consultarse bajo el epígrafe “Medidas de apoyo y acompañamiento al sector eólico en Europa” en este mismo trabajo.

Desde el punto de vista técnico, el resultado más notable de las políticas de apoyo instrumentadas en Alemania fue la aparición de nuevos fabricantes y el desarrollo de algunos conceptos novedosos, de entre los cuales merece destacarse la introducción en el mercado del generador multipolo directamente acoplado al rotor [European Commission, 1999].

Aunque de manera gradual se han ido introduciendo nuevos desarrollos en el acoplamiento directo del tren de potencia, sistemas eléctricos y de control de velocidad variable, o materiales alternativos en la construcción de las palas, entre otras áreas de menor importancia, quizá la tendencia más llamativa en los últimos años ha sido la del desarrollo de aerogeneradores cada vez más grandes, hasta llegar a la situación actual de máquinas que superan el megavatio de potencia nominal.

Los progresos tecnológicos alcanzados, junto con la reducción de costes y el firme apoyo de las políticas energéticas en los países más desarrollados, han llevado a un fuerte crecimiento en la potencia instalada en el mundo desde el año 1992, contabilizándose 47.910 MW en funcionamiento a finales del año 2004. Las perspectivas actuales del mercado apuntan a un crecimiento sostenido, hasta llegar a superarse los 117 GW instalados en el año 2010 y 235 GW cuatro años más tarde [BTM Consult ApS, 2005].

Por segmentos de mercado, la tendencia se decanta hacia parques eólicos comerciales de entre 5 y 100 MW, configurados con aerogeneradores de 2 a 5 MW de potencia unitaria, con un notable aumento del interés de las compañías eléctricas por los parques eólicos del rango de los 100 MW y las instalaciones marinas de agrupaciones de aerogeneradores, o proyectos “*off-shore*” (figs. 2.12, 2.13 y 2.14) [BTM Consult ApS, 2005].



Fig. 2.12: Vindeby, 1991 [Commission of the European Communities, 1994]



Fig. 2.13: IJsselmeer, 1994 [European Commission, 1999]



Fig. 2.14: Bockstingon, 1997 [BTM Consult ApS, 1997]

Por supuesto, continuarán manteniéndose los nichos de mercado para las pequeñas instalaciones eólicas aisladas, tales como instalaciones de bombeo; instalaciones de suministro de electricidad (para usos domésticos, bombeo, ordeño, telecomunicaciones o fabricación de hielo); y sistemas híbridos eólico-fotovoltaico o eólico-diesel. De gran interés son las experiencias que se inician para la obtención de hidrógeno con electricidad de origen eólico.

Información pormenorizada de todos estos aspectos se recoge en el tercer capítulo de este trabajo “La situación y perspectivas de la energía eólica en España y en el mundo”, así como en el anexo número dos “Aprovechamiento de recursos eólicos”, también en este trabajo.

2. 4. EL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS EÓLICOS EN ESPAÑA.

Como con anterioridad ya ha quedado indicado, el aprovechamiento de los recursos eólicos en España, conocido y documentado durante el Califato de Córdoba en el siglo X, y en los reinos cristianos desde finales del siglo XIII, es de los más antiguos de Europa. Además de restos históricos de molinos de viento para la molienda de cereales, de los cuales existe numerosa documentación (figs. 2.15 y 2.16), con fechas de instalación que van desde 1520 hasta 1959, se conservan todavía en estado de uso antiguos molinos de viento multipala para la extracción y elevación de agua, el popular “molino americano”, introducido en España desde finales del siglo XIX [Le Gourières, 1983; Bas, 1991; Cádiz y Ramos, 1992; Caro Baroja, 1995].

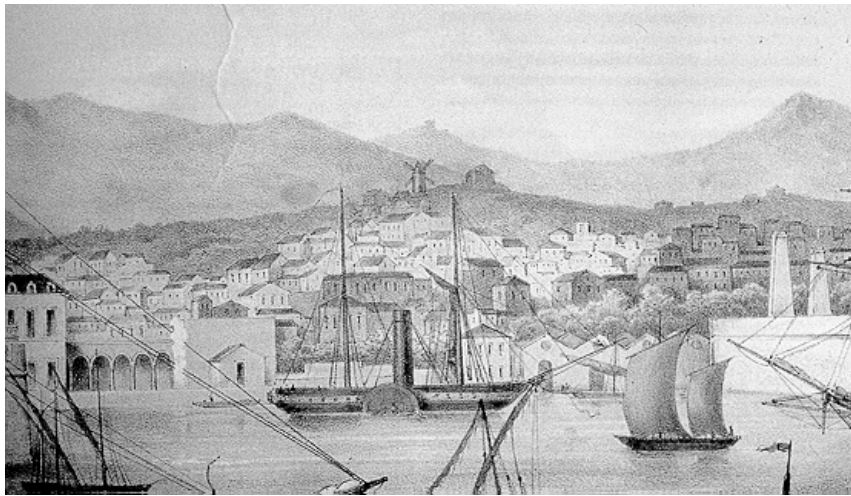


Fig. 2.15: Molino de viento de Canido en Ferrol, ca. 1840 [Bas, 1991]



Fig. 2.16: Molino de viento en Laxe, 1923 [Bas, 1991]

Aeromotores de bombeo más modernos, pero también del tipo del “molino americano” (figs. 2.17 y 2.18), han seguido instalándose desde entonces hasta la fecha. Sin embargo, el aprovechamiento de la energía eólica en España para producir electricidad, no se inició hasta la década de los años 1980, con la instalación de una serie de aerogeneradores de pequeña potencia en áreas costeras y emplazamientos favorables del interior (figs. 2.19 y 2.20) [Lara Coira, 1990].



Fig. 2.17: Molino de viento en Coirós, 1989 [Lara, 1998]



Fig. 2.18: Molino de viento en Dozón, 1987 [Lara, 1998]

En esta época también se avanzó en la recopilación de datos históricos de viento, procedentes de estaciones meteorológicas, aeropuertos y faros, además de instalarse en diferentes lugares varias estaciones meteorológicas con la finalidad específica de evaluar el potencial eólico local.



Fig. 2.19: Ampurdán, 1984 [Lara, 1998]



Fig. 2.20: La Coruña, 1985 [Lara, 1998]

Como parte del conjunto de medidas aprobadas para intentar afrontar en mejores condiciones las consecuencias de la crisis del petróleo desatada en 1973 y recrudecida en 1979, el Centro de Estudios de la Energía, dependiente del Ministerio de Industria y Energía, emprendió un programa de utilización de la energía eólica y solar, que, entre otros proyectos comprendía la construcción de una central eólica experimental de 100 kW. Como consecuencia de estos trabajos previos, en el año 1982 se puso en funcionamiento en Punta de Tarifa (Cádiz) un aerogenerador tripala de eje horizontal, de 20 m de diámetro, sobre una torre cilíndrica metálica de 20 m de altura (fig. 2.21). Con una velocidad nominal de 48 rpm, este primer generador eólico español producía electricidad mediante un generador de cuatro polos, que alcanzaba una potencia de 100 kW con velocidades de viento de 12 m/s. El programa de ensayos se completó en 1990, año en que la máquina fue desmantelada [Cádiz y Ramos, 1992].



Fig. 2.21: Tarifa, 1982 [Lara, 1998]

Tras esta primera experiencia, el inicio en España del desarrollo de aprovechamientos eólicos de cierta entidad tuvo lugar en 1987, con la entrada en servicio de los parques eólicos de Granadilla (Tenerife), La Muela (Zaragoza) y Estaca de Bares (La Coruña) (fig. 2.22), con potencias totales del orden de los 300 kW, configurados con máquinas del rango de 30 kW, con palas de 6 m sobre torres de 12 m de altura. Estas máquinas eran diseñadas y fabricadas en el ámbito de la Empresa Nacional de Electricidad (Endesa) [Lara Coira, 1993].



Fig. 2.22: Parque eólico de Estaca de Bares, 1987 [Lara, 1998]

Estos primeros parques eólicos españoles se financiaron con las aportaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), y contaron con subvenciones del Gobierno Central y del Gobierno de la Comunidad Autónoma en la que se implantaron, es decir, Canarias, Aragón y Galicia, respectivamente.

A finales de 1989 entraron en servicio en Cabo Vilano (La Coruña) sendos aerogeneradores comerciales daneses Vestas, de 100 y 200 kW de potencia unitaria, instalación que representó el inicio de un parque eólico complejo, que se fue completando con un prototipo de aerogenerador de 1,2 MW de potencia, el AWEC-60, resultado de un programa conjunto hispano-alemán iniciado en 1985, que entró en funcionamiento en 1990, y veinte máquinas de 150 kW de potencia unitaria, fabricadas por Made, del grupo Endesa, que lo hicieron a principios de 1992. Estas instalaciones recibieron también subvenciones del gobierno español, así como de la Comisión Europea, a través de diferentes programas de ayudas a la investigación y el desarrollo de parques eólicos [Lara Coira, 1993].

Es importante destacar el importante papel dinamizador jugado en estas inversiones por la aportación de fondos estructurales de la Unión Europea a través del *Programa de Intervención Comunitaria VALOREN (Valoración de Recursos*

Energéticos Endógenos), que colaboraron así de manera fundamental en el desarrollo tecnológico español.

En lo que respecta a la evaluación de recursos, a partir del año 1990, y de forma sistemática, se desarrolló un proyecto de carácter transnacional, subvencionado en el marco del programa Joule de la Unión Europea, que pretendía cuantificar aquellas zonas del mapa eólico español que por su singularidad pudiesen presentar características de especial interés para su aprovechamiento energético.

Como proyecto singular en el ámbito de la energía eólica en España, y más particularmente en Galicia, se desarrolló entre 1992 y 1993 un estudio sobre el impacto ambiental del Parque Eólico de Cabo Vilano, que incluía un estudio de opinión sobre su aceptación social, realizado entre los habitantes de las poblaciones circundantes. Este trabajo recibió ayudas del Gobierno Central y de la Administración Autónoma [Lara Coira, 1993].

También por estas fechas, y en este caso promovidas por la iniciativa privada, se llevaron a cabo campañas de medida y evaluación del potencial eólico en diversos puntos del territorio español, que junto con aquéllas tuteladas por las administraciones públicas, permitieron contar con una buena definición de las posibilidades de aprovechamiento de la energía del viento en diversas regiones de España.

Desde 1986 y con el estímulo del primer Plan de Energías Renovables, la energía eólica se ha ido desarrollando en España con paso firme. Ha avanzado desde la localización de los emplazamientos óptimos para los primeros parques eólicos de 300 kW hasta la actual situación de puesta en marcha de proyectos de 100 MW. En 1986 se fabricaban en España aerogeneradores de 30 kW (fig. 2.23); en 1990 los prototipos españoles eran de 150 kW (fig. 2.24); en 1994 la fabricación nacional ofrecía unidades de 330 kW (fig. 2.25); en el año 2003 los aerogeneradores españoles de 1.200 kW ya contaban con una importante andadura comercial; y, ahora mismo, se comercializan generadores diseñados y construidos en España de 2 MW con rotores de 90 m de diámetro [Lara Coira, 2005a].



Fig. 2.23: Estaca de Bares, 1987 [Lara, 1998]



Fig. 2.24: Arinaga, 1990 [Lara, 1998]



Fig. 2.25: Tarifa, 1999 [European Commission, 1999]

La situación de la tecnología eólica en España, con aerogeneradores comerciales entre 600 y 2.000 kW de potencia unitaria, ocupa hoy día un lugar destacado en el concierto mundial. Debe señalarse que se llegó a contar con tres tecnologías nacionales: Made, del grupo Endesa; Ecotècnia, independiente; y Desa, del grupo Abengoa. Además, tres suministradores españoles alcanzaron acuerdos de fabricación con otros tantos tecnólogos europeos: Gamesa-Vestas, Bazán-Bonus y Taim-NEGMicon. Esta situación garantizó en el desarrollo eólico español una oferta amplia, de la máxima fiabilidad existente en los mercados internacionales. La reciente evolución del sector ha propiciado una serie de cambios y ahora mismo Ecotècnia, integrada en el grupo Mondragón, y Gamesa Eólica, que absorbió a Made y se desligó de Vestas, son los únicos fabricantes españoles de aerogeneradores que sobreviven a las reestructuraciones habidas [BTM Consult, 2005; Lara Coira, 2005a].

Gamesa Eólica ha llegado a ser un importante fabricante mundial, con un 18,1% de cuota de mercado en el año 2004, por detrás del danés Vestas (34,1%) y por delante del alemán Enercon (15,8%) y el estadounidense GE Wind (11,3%). Ecotècnia, por su parte, ocupa un notable noveno lugar en esta particular clasificación mundial, con un 2,6% de ventas en dicho año 2004 [BTM Consult, 2005].

El sector eólico español, en su conjunto, está configurado por más de doscientas empresas, entre fabricantes, suministradores, promotores, instaladores e ingenierías, además de las empresas dedicadas a la explotación y mantenimiento de los parques eólicos. Como referencia baste decir que las inversiones en este sector superaron en el año 1998 los 336 millones de euros, elevándose a más de 811 millones de euros en el 1999 [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000a].

La evolución experimentada en el sector llevó a que las previsiones del Programa de Energías Renovables para el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética indicasen que en el año 2010 más del 12% del total del consumo de energía primaria en España sería aportado por fuentes energéticas renovables, consiguiéndose en el período 1999-2010 una diversificación energética adicional de 9.525.000 tep/año, con una potencia instalada de 11.499 MW y una producción de 37.745 GWh/año, de

acuerdo con el *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España* [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 2000a].

La revisión más reciente, designada como *Plan de Energías Renovables* y aprobada el 26 de agosto del 2005, prevé una participación de las energías renovables en el año 2010 equivalente al 12,1% del consumo de energía primaria previsto en España en ese año (167,1 Mtep), además de una producción eléctrica con fuentes renovables del 30,3% del consumo bruto de electricidad y un consumo de biocarburantes del 5,83% del consumo de gasolinas y gasóleos en el transporte en dicho año horizonte. Esto supondrá una diversificación energética adicional en el periodo 2005-2010 de 10,5 Mtep, con una nueva potencia instalada de 15.462 MW, de los cuales 12 GW serán eólicos [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005b].

Las previsiones del mercado eólico en España eran muy optimistas, puesto que mientras que las expectativas de crecimiento establecidas en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética iban de una potencia instalada de 7 MW en 1990 a 168 MW en el año 2000, esta cifra fue revisada al alza al alcanzarse los 834 MW de potencia instalada en aprovechamientos eólicos a finales de 1998. Pues bien, las expectativas actuales son todavía más optimistas, ya que la última previsión consideraba para el periodo 1999-2010 un incremento en la potencia instalada de 8.140 MW hasta alcanzarse los 13 GW en el año 2010, y en el actual plan 2005-2010 se pretenden instalar 12 GW para finalizar con 20.155 MW eólicos instalados en dicho año 2010 [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005].

Debe indicarse que ya a partir del año 1993 el desmesurado interés por los aprovechamientos eólicos en España y el exceso de oferta por los promotores, exigía una intervención y ordenación de los recursos desde la Administración, incrementando a la vez las posibilidades de satisfacer, al menos en parte, las exigencias industriales regionales. Y así, a partir del año 1994, fueron viendo la luz una serie de disposiciones de las Comunidades Autónomas con mayores posibilidades eólicas (Galicia, Aragón, Castilla y León, Castilla-La Mancha) que, básicamente, vinculan las autorizaciones para los proyectos de aprovechamientos eólicos a las propuestas de desarrollo de planes industriales asociados en la región [Lara Coira, 1996d].

A la vez, las tremendas posibilidades de implantación desveladas con las solicitudes, llevaron a las administraciones regionales a preparar documentos que con especial énfasis en los aspectos ambientales, estableciese una ordenación del territorio desde el punto de vista de los aprovechamientos eólicos, con el fin de facilitar el trabajo tanto de los promotores como de la propia Administración en el importante desarrollo que se adivinaba para los parques eólicos. El inicio del análisis de los diferentes proyectos evidenció la carencia de la infraestructura necesaria para la evacuación de la energía eléctrica que habrían de generar los parques eólicos, así como la imposibilidad de resolver tal situación en un plazo breve y en consecuencia, de llevar a cabo los planes eólicos previstos. Por ello, ante el conflicto creado entre los diferentes promotores y la desigualdad de oportunidades entre los mismos, los respectivos organismos con competencia en las Comunidades Autónomas elaboraron disposiciones por las que, tras los acuerdos alcanzados con los promotores, las empresas eléctricas, y el operador de la red de transporte, se fijaba el número de parques eólicos y potencias a autorizar en diferentes fases de actuación [Lara Coira, 1998].

Una serie de actuaciones sobre la infraestructura eléctrica existente, definidas en el documento *Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011* [Ministerio de Economía, 2002], aprobado por el Parlamento en octubre del año 2002 y ya en marcha, permitió afrontar la posibilidad de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica a partir del año 2002, tanto de

los promotores ya autorizados pero cuyos proyectos carecían de la necesaria capacidad de evacuación de electricidad a la red general, como de los nuevos promotores que solicitaron nuevos aprovechamientos eólicos en zonas que igualmente carecían de las imprescindibles infraestructuras eléctricas.

Finalmente, y de acuerdo con las informaciones más recientes, aunque todavía provisionales, a las que se ha podido tener acceso [Global Wind Energy Council, 2006; Info Power, 2005], España contaba a 31 de diciembre del año 2005 con un total de 460 parques eólicos, con 12.913 aerogeneradores y una potencia total instalada de 10.027 MW. En el capítulo tercero de este trabajo se ampliará la información referente a la evolución actual y situación del sector eólico en España.

En el tercer capítulo de este trabajo “La situación y perspectivas de la energía eólica en España y en el mundo” se recoge una información mucho más detallada de la actualidad y el futuro del sector eólico español. Asimismo, en el anexo número dos, “Aprovechamiento de recursos eólicos” que complementa este trabajo, se aporta información adicional que completa otros aspectos relacionados con esta cuestión.

Capítulo 3

La situación y perspectivas de la energía eólica en España y en el mundo

Cría cuervos ... y tendrás muchos (Anónimo, siglo XX)

3.1. ANTECEDENTES.

3.1.1. Los recursos eólicos.

De acuerdo con los diferentes estudios realizados al respecto, los recursos eólicos que cuentan con posibilidades de aprovechamiento energético se encuentran ampliamente distribuidos por el planeta, tanto en las zonas costeras, que son, desde un punto de vista genérico, *a priori* más favorables, como en numerosas áreas y regiones del interior continental.

Con el fin de situar apropiadamente la energía eólica y sus posibilidades en el contexto adecuado, es fundamental tener al menos una estimación de su potencial estratégico; una valoración aproximada resulta suficiente puesto que tal potencial, al menos en sus aspectos más simples, es amplísimo, como se comentará en los párrafos siguientes.

La mayoría de los trabajos para la determinación del potencial eólico utilizan los mismos pasos básicos:

- a) Definir las características climáticas y físicas; es decir, velocidades medias de viento y áreas en las que pueden instalarse aerogeneradores.
- b) Evaluar el espacio disponible conforme a los resultados del primer paso.
- c) Estimar la producción de energía que podría obtenerse con las técnicas actuales de acuerdo con los resultados del segundo paso.

El segundo paso, es decir, la cuantificación del espacio realmente existente que cuenta con recursos eólicos significativos, que puedan ser ambiental, técnica y económicamente aprovechables, y que se encuentra disponible para la efectiva implantación de instalaciones para el aprovechamiento de dichos recursos eólicos, es el paso que condiciona en mayor medida los resultados finales.

Por otra parte este segundo paso es muy difícil de desarrollar con precisión, como puede verificarse en la tabla 3.1, en la que se comparan los estudios realizados por Grubb y Meyer [1990] y por Van Wijk y Coelingh [1993], en los que éstos utilizaron un enfoque sistemático y bastante más conservador que aquéllos, con la consideración de que, por limitaciones prácticas y de tipo social, sólo un 4% de aquellas áreas con velocidades medias superiores a 5,1 m/s podrían ser potencialmente aprovechables.

Región	Potencial eólico, TWh/año	
	Grubb y Meyer	Van Wijk y Coelingh
Europa Occidental	480	520
Europa Oriental y Rusia	10.600	n/a
América del Norte	14.000	3.762
América del Sur	5.400	n/a
África	10.600	n/a
Asia	4.900	n/a
Australia	3.000	1.638
Total mundial	50.000	20.000

Tabla 3.1: Potenciales eólicos estimados por Grubb y Meyer [1990] y por Van Wijk y Coelingh [1993]

Para tener una idea de la magnitud de estas cifras, téngase en cuenta que el consumo mundial de electricidad en el año 1994 fue de 12.500 TWh, de los cuales 6.351 TWh se consumieron en los países integrados en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Debe también destacarse que en ninguno de estos dos estudios comentados se incluye el potencial eólico marino próximo a la costa y que de acuerdo con las estimaciones de Matthies y Garrad [1994], sólo en aguas europeas supondría otros 2.500 TWh/año.

Resulta igualmente interesante el detalle del estudio de Van Wijk y Coelingh en lo que se refiere a los recursos eólicos en la Unión Europea. En este estudio, cuyas cifras significativas se recogen en las dos columnas centrales de la tabla 3.2, se presenta el consumo de electricidad de los distintos países, junto con el potencial eólico estimado; seguidamente, se calcula el potencial eólico aprovechable, con la limitación de que su penetración en cada mercado nacional no supere el 20% del consumo del país. Debe enfatizarse el hecho de que, con esta restricción, los autores del estudio no han tenido en cuenta las posibilidades de exportación de electricidad de origen eólico, que sin embargo será seguramente un producto de importante futuro.

En la última columna de la tabla 3.2, se han reflejado los valores previstos para la producción de energía eólica prevista en el año 2004 en algunos países de la recientemente ampliada Unión Europea, producción que se calculó con el criterio de considerar exclusivamente la potencia instalada a finales del año 2003 operando conforme a los valores medios históricos de explotación de que se dispone (horas equivalentes de producción anual a potencia nominal), valores que se han tomado del anuario "International Wind Energy Development" [BTM Consult ApS, 2004], completándolos por extrapolación aproximada para aquellos países de los que no se dispone de datos históricos.

El resumen y conclusión que resulta de estas breves consideraciones es bien claro: en ningún caso la explotación de la energía eólica estará limitada por la cuantía de este tipo de recursos ("The message from the wind energy potential is very clear: its exploitation will not be limited by the resource") [European Commission, 1999], puesto que las estimaciones efectuadas hasta el momento muestran bien a las claras unos potenciales eólicos aprovechables que están todavía muy por encima de las producciones eólicas actualmente obtenidas, producciones que, por otra parte, representan una aportación bastante significativa en la satisfacción de la demanda de energía eléctrica en la Unión Europea.

País	Consumo 1995, TWh	Potencial eólico, TWh/año	Potencial aprovechable, TWh/año	Producción eólica 2004, TWh
Alemania	534	24	24,0	27,03
Austria	60	3	3,0	0,77
Bélgica	82	5	5,0	0,16
Dinamarca	31	27	6,2	6,92
España	178	86	35,6	13,48
Finlandia	66	7	7,0	0,11
Francia	491	85	85,0	0,58
Grecia	41	44	8,2	1,34
Irlanda	17	44	3,4	0,60
Italia	207	69	41,4	1,84
Luxemburgo	1	0	0,0	0,02
Países Bajos	89	7	7,0	1,97
Portugal	32	15	6,4	0,68
Reino Unido	379	114	75,8	2,00
Suecia	176	58	35,2	0,90
Total UE 15	2.384	588	343,2	58,40

Tabla 3.2: Consumos de electricidad en 1995, potenciales eólicos estimados por Van Wijk y Coelingh [1993], y producción eólica en 2004 en los diferentes países europeos de la “Europa de los 15” (UE 15)

3.2. LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.

3.2.1. Situación actual de la energía eólica en el mundo.

Los progresos tecnológicos alcanzados, junto con la reducción de costes y el firme apoyo de las políticas energéticas en los países más desarrollados, han llevado asociado un fuerte crecimiento en la potencia instalada en el mundo a partir de 1992, con tasas de crecimiento anual medio que han llegado a superar al 50% en algunos años, y un promedio del 26% en los últimos cinco años [BTM Consult ApS, 2005].

Como resultado de este significativo crecimiento, en la actualidad se cuenta con un total de más de 73.880 aerogeneradores de más de 50 kW de potencia unitaria instalados en todo el mundo, que representan una potencia de unos 47.910 MW con una producción media de 96,5 TWh/año, es decir, noventa y seis mil quinientos millones de kilovatios hora anuales, equivalentes a cerca de ocho millones trescientas mil toneladas de petróleo ahorradas anualmente [BTM Consult ApS, 2005]

Hasta el momento la potencia unitaria (por máquina) promedio instalada es de 648 kW, con una clara tendencia a incrementarse, como lo demuestra el que las máquinas instaladas en el año 1997 estaban en el rango de los 450 kW de potencia unitaria, mientras que en el año 2004 el tamaño medio por aerogenerador fue de 1.248 kW y hoy día ya se comercializan aerogeneradores de 3,6 MW con rotores de 104 m de diámetro (General Electric Wind) y se encuentran en pruebas diferentes prototipos de 4,2 a 5 MW (Enercon, Prokon Nord, REpower y Vestas), destinados a instalaciones marinas [BTM Consult ApS, 2005].

En las tablas siguientes se recogen diferentes datos referentes a la evolución de la potencia instalada en el mundo, preparadas por el autor a partir de las cifras elaboradas por la empresa danesa “BTM Consult ApS” en sus informes anuales,

publicados desde el año 1995 con el título “International Wind Energy Development: World Market Update and Forecast” [BTM Consult ApS, 2005].

La potencia instalada anualmente ha ido creciendo de manera muy notable, especialmente a partir del año 1997, y la potencia total instalada en el mundo se ha multiplicado más de trece veces, pasando de 3,5 GW instalados a finales de 1994 a 47,9 GW de capacidad eólica a finales del año 2004. Las respectivas producciones de electricidad se estiman en unos 7 TWh en el año 1994 y del orden de 96,5 TWh en el año 2004. En la tabla 3.3 se incluyen los datos anuales y acumulados de la potencia eólica instalada en el mundo desde 1994 a 2004, así como las tasas de crecimiento de la potencia instalada anualmente y de la potencia total instalada al final de cada año.

Año	Potencia instalada			
	Anual		Acumulada	
	MW	%	MW	%
1994	730	-	3.488	-
1995	1.290	77	4.778	37
1996	1.292	0	6.070	27
1997	1.566	21	7.636	26
1998	2.597	66	10.153	33
1999	3.922	51	13.932	37
2000	4.495	15	18.449	32
2001	6.824	52	24.927	35
2002	7.227	6	32.037	29
2003	8.344	15	40.301	26
2004	8.154	-2	47.912	19

Tabla 3.3: Crecimiento del mercado eólico mundial [BTM Consult ApS, 2005].

Según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía [International Energy Agency (IEA), 2004b] para la generación mundial de electricidad, las cifras de finales del año 2004 para las instalaciones eólicas, con una potencia instalada de 47,9 GW y una producción del orden de 96,5 TWh [BTM Consult ApS, 2005], representan respectivamente un 1,23% de la potencia mundial para generación de electricidad y un 0,57% de la electricidad generada en ese año (tabla 3.4).

Año	Eólica		Total	
	MW	GWh	GW	TWh
1996	6.070	12.230	3.148	12.938
1997	7.640	15.390	3.229	13.416
1998	10.150	21.250	3.312	13.912
1999	13.930	28.180	3.397	14.427
2000	18.430	37.300	3.478	14.960
2001	24.930	50.270	3.562	15.514
2002	32.040	64.810	3.719	16.074
2003	40.300	82.240	3.811	16.540
2004	47.910	96.500	3.906	17.019

Tabla 3.4: Crecimiento mundial de la generación eólica y la total [IEA, 2004; BTM Consult ApS, 2005].

Las cifras de la potencia eólica instalada varían notablemente de unas regiones a otras y de unos países a otros, como puede comprobarse en las tablas 3.5 a 3.12.

Región	Potencia, MW	Porcentaje
Europa	34.725	72,48
América	7.391	15,43
Sur y Este de Asia	3.784	7,90
OCDE Pacífico	1.654	3,45
Africa	234	0,49
Resto del mundo	124	0,26
Total	47.912	100,00

Tabla 3.5: Potencia eólica instalada en el mundo a finales del 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

Europa es, con mucha diferencia, la región del mundo que lidera el desarrollo de las instalaciones para el aprovechamiento de la energía eólica, circunstancia que se deriva del fortísimo desarrollo eólico que impulsan muchos de sus países, liderados por Alemania, España y Dinamarca, como se detalla en la tabla 3.6.

País	Potencia, MW	Porcentaje
Alemania	16.649	47,95
España	8.263	23,80
Dinamarca	3.083	8,88
Italia	1.261	3,63
Países Bajos	1.081	3,11
Reino Unido	889	2,56
Austria	607	1,75
Grecia	587	1,69
Portugal	585	1,68
Suecia	478	1,38
Francia	386	1,11
Irlanda	339	0,98
Noruega	158	0,46
Bélgica	106	0,31
Finlandia	83	0,24
Polonia	55	0,16
Turquía	20	0,06
Luxemburgo	12	0,03
Suiza	9	0,03
Resto de Europa	75	0,22
Total	34.725	100,00

Tabla 3.6: Potencia eólica instalada en Europa a finales del 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

Los Estados Unidos de América del Norte son los líderes indiscutibles en el continente americano, pese a la ya mencionada ralentización que allí han sufrido los proyectos eólicos en los últimos años. Canadá cuenta ya con proyectos significativos, y se inicia

el despegue de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en la América Central. Otros países con prometedores recursos eólicos, como es el caso de Argentina o Brasil parecen ir asentando su sector eólico, pese a los problemas que suponen la falta de infraestructuras y la lejanía de los lugares de consumo de las áreas con mejores recursos (tabla 3.7).

País	Potencia, MW	Porcentaje
EE.UU.	6.750	91,33
Canadá	444	6,01
Costa Rica	79	1,07
Brasil	31	0,42
Argentina	30	0,41
Méjico	3	0,04
Resto de América	54	0,73
Total	7.391	100,00

Tabla 3.7: Potencia eólica instalada en América a finales del 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

La India destaca en el sur y este del continente asiático (tabla 3.8), siendo también de destacar el auge que los proyectos eólicos están adquiriendo en la China en los últimos años. Es de esperar un fuerte crecimiento de los proyectos eólicos en estos dos países, si bien con diferentes ritmos.

En el caso de la India, con un potencial estimado en 45.000 MW y un fabricante local (Suzlon) fuertemente implantado, es de destacar el decidido apoyo que recientemente viene mostrando su gobierno a estos proyectos. Con 875 MW instalados en el 2004, la India se convirtió en el tercer mercado eólico mundial.

Por lo que respecta a la China, el contexto general de crecimiento de su economía, así como el impulso de su gobierno a los proyectos de energías renovables, debería traducirse en un crecimiento notable. En el año 2004 se instalaron 198 MW y el fabricante nacional Goldwind pasó a ser el tercer proveedor del mercado chino, detrás de la danesa Vestas y la española Gamesa.

País	Potencia, MW	Porcentaje
India	3.000	79,28
China	769	20,32
Resto Asia (S y E)	15	0,40
Total	3.784	100,00

Tabla 3.8: Potencia eólica instalada en el sur y este de Asia a finales del 2004 [BTM Consult, 2005].

Por su parte (tabla 3.9), Japón sigue a la cabeza de los aprovechamientos eólicos en la región que constituyen los países del Pacífico integrados en la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), y los proyectos eólicos australianos alcanzan ya unas cifras importantes.

País	Potencia, MW	Porcentaje
Japón	991	59,92
Australia	421	25,45
Nueva Zelanda	167	10,10
Corea del Sur	69	4,17
Islas del Pacífico	5	0,30
Total	1.654	100,00

Tabla 3.9: Potencia eólica instalada en los países de la OCDE-Pacífico a finales del 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

En el continente africano (tabla 3.10) sólo los países del norte de África cuentan por el momento con proyectos eólicos significativos, entre los que cabe destacar los que se han realizado en Egipto.

País	Potencia, MW	Porcentaje
Egipto	146	62,39
Marruecos	54	23,08
Túnez	28	11,97
Resto de África	6	2,56
Total	234	100,00

Tabla 3.10: Potencia eólica instalada en África a finales del 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

Por último (tabla 3.11), y pese al significativo potencial eólico existente en algunas de las regiones no incluidas en los grupos anteriores, es muy pequeño el desarrollo de proyectos eólicos en los países del Oriente Medio como Jordania, Iran, Iraq, Israel, Arabia Saudita o Siria. Otro tanto ocurre con los países de la Federación Rusa, como Rusia, Bielorusia, Ucrania, Uzbekistán o Kazakstán.

País	Potencia, MW	Porcentaje
Oriente Medio	100	80,65
Federación Rusa	24	19,35
Total	124	100,00

Tabla 3.11: Potencia eólica instalada en el mundo a finales del 2004 no incluida en las tablas 3.5 a 3.10 [BTM Consult ApS, 2005].

Las instalaciones de aerogeneradores en el mar ("offshore wind power"), emplazados en aguas con profundidades máximas de diez a quince metros, se iniciaron en 1991 con el parque eólico de Vindeby en Dinamarca y los esperanzadores resultados obtenidos hicieron concebir grandes esperanzas sobre esta modalidad de aprovechamiento de los recursos eólicos. Estas instalaciones se realizaron con aerogeneradores bien probados en emplazamientos terrestres, pese a lo cual en algunos casos aparecieron serios problemas, por lo que las expectativas de futuro se han atenuado un tanto, como se comentará en el apartado siguiente. En la actualidad la potencia instalada en el mar (que está ya incluida en las tablas anteriores) es de 589 MW en quince parques eólicos, tal y como se recoge en la tabla 3.12.

País (parques)	Potencia, MW	Porcentaje
Dinamarca (6)	397,9	59,92
Reino Unido (3)	124,0	25,45
Irlanda (1)	25,0	10,10
Suecia (3)	23,3	4,17
Países Bajos (2)	18,8	0,30
Total (15)	589,0	100,00

Tabla 3.12: Potencia eólica instalada en el mar (*offshore*) a finales del 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

Para finalizar este apartado resulta interesante la clasificación mundial por países según la potencia eólica instalada en cada uno de ellos, reflejada en la tabla 3.13, relación en la que vuelve a evidenciarse la supremacía europea en este campo, en el que Alemania y España suman actualmente más de la mitad (52%) de la potencia instalada en todo el mundo.

País	Potencia, MW	Porcentaje
Alemania	16.649	36,26
España	8.263	15,93
Estados Unidos	6.750	15,78
Dinamarca	3.083	7,63
India	3.000	5,27
Italia	1.261	2,33
Países Bajos	1.081	2,29
Japón	991	1,89
Reino Unido	889	1,88
China	769	1,42
Austria	607	1,33
Grecia	587	1,06
Portugal	585	1,06
Suecia	478	1,03
Canada	444	0,87
Australia	421	0,77
Francia	386	0,68
Irlanda	339	0,59
Nueva Zelanda	167	0,57
Noruega	158	0,31
Egipto	146	0,25
Bélgica	106	1,06
Resto del mundo	752	1,85
Total	47.912	100,00

Tabla 3.13: Mayores potencias eólicas a finales del año 2004 [BTM Consult ApS, 2005].

3.2.2. Perspectivas eólicas en el mundo.

Las perspectivas del mercado a medio plazo apuntan a un promedio del orden de 11.000 MW instalados anualmente, hasta alcanzar un total de 117.142 MW instalados a finales del año 2009, lo que representa un crecimiento medio del 16,6% anual en la potencia instalada cada año en el periodo 2005-2009 y un crecimiento medio anual acumulado del 19,6% en dicho periodo [BTM Consult ApS, 2005], con la distribución que se recoge en la tabla 3.14.

Región	2004	2009	2005-2009
Europa	34.725	74.600	39.875
América	7.391	22.641	15.250
Sur y Este de Asia	3.784	11.714	7.930
OCDE Pacífico	1.654	5.948	4.300
Africa	234	1.194	960
Resto del mundo	124	1.045	921
Total	47.912	117.142	69.230

Tabla 3.14: Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada (MW) en el mundo en el periodo 2005-2009 [BTM Consult ApS, 2005].

Europa continuará liderando el desarrollo eólico, alcanzando unos 74.600 MW instalados en el año 2009, es decir, del orden del 64% del total mundial en esa fecha, con Alemania, España y el Reino Unido con los mayores crecimientos y las mayores potencias instaladas al final del periodo (tabla 3.15).

País	2004	2009	2005-2009
Alemania	16.649	26.199	9.550
España	8.263	17.463	9.200
Reino Unido	889	6.389	5.500
Dinamarca	3.083	3.833	750
Italia	1.261	3.211	1.950
Portugal	585	3.085	2.500
Francia	386	2.546	2.160
Países Bajos	1.081	1.951	870
Austria	607	1.557	950
Noruega	158	1.468	1.310
Grecia	587	1.437	850
Irlanda	339	1.189	850
Suecia	478	1.183	705
Turquía	20	620	600
Polonia	55	550	495
Finlandia	83	533	450
Bélgica	106	521	415
Suiza	9	178	169
Resto de Europa	87	687	600
Total	34.725	74.600	39.875

Tabla 3.15: Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada (MW) en Europa en el periodo 2005-2009 [BTM Consult ApS, 2005].

América continuará ocupando el segundo lugar por regiones, con los Estados Unidos de América del Norte (tabla 3.16) absorbiendo algo más del 79% del crecimiento en el periodo, para contar al final del 2009 con el 83% de toda la potencia instalada en la región y ocupando el segundo lugar a nivel mundial, por detrás de Alemania y seguidos por España y la India.

País	2004	2009	2005-2009
EE. UU.	6.750	18.850	12.100
Canadá	444	2.344	1.900
Resto de América	197	1.447	1.250
Total	7.391	22.641	15.250

Tabla 3.16: Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada (MW) en América en el periodo 2005-2009 [BTM Consult ApS, 2005].

La India (tabla 3.17) confirmará las importantes expectativas actuales y ocupará a finales del año 2009 el cuarto lugar por potencia instalada en el mundo, por detrás de Alemania, EE.UU. y España.

País	2004	2009	2005-2009
India	3.000	8.300	5.300
China	769	3.119	2.350
Resto Asia (S y E)	16	296	280
Total	3.784	11.714	7.930

Tabla 3.17: Previsión de crecimiento de potencia eólica instalada (MW) en el sur y este de Asia, periodo 2005-2009 [BTM Consult, 2005].

En el área del Pacífico de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), Japón y Australia llegarán casi a la saturación de sus posibilidades, como se refleja en la tabla 3.18.

País	2004	2009	2005-2009
Japón	991	2.641	1.650
Australia	421	2.121	1.700
Corea del Sur	69	644	575
Nueva Zelanda	167	542	375
Total	1.648	5.948	4.300

Tabla 3.18: Previsión de crecimiento de la potencia eólica instalada (MW) en la OCDE-Pacífico, periodo 2005-2009 [BTM Consult, 2005].

En el continente africano (tabla 3.19) sólo los países del norte de África, especialmente Egipto y Marruecos, alcanzarán un desarrollo eólico significativo.

País	2004	2009	2005-2009
Egipto	146	646	500
Marruecos	54	264	210
Resto de África	34	284	250
Total	234	1.194	960

Tabla 3.19: Previsión de crecimiento de potencia eólica instalada (MW) en África en el periodo 2005-2009 [BTM Consult ApS, 2005].

Por último (tabla 3.20), y aunque el potencial eólico existente en algunas de las regiones no incluidas en los grupos anteriores es significativo, las previsiones de desarrollo de proyectos eólicos es más bien modesta, centrándose en países de la Federación Rusa (Rusia, Bielorusia, Ucrania, Uzbekistán o Kazakstán) y del Oriente Medio (Jordania, Iran, Iraq, Israel, Arabia Saudita o Siria).

País	2004	2009	2005-2009
Federación Rusa	24	654	630
Oriente Medio	100	351	251
Resto del mundo	5	40	35
Total	129	1.145	916

Tabla 3.20: Previsión de crecimiento de potencia eólica instalada (MW) no incluida en las tablas 3.14 a 3.19 [BTM Consult ApS, 2005].

Como en el apartado anterior quedó apuntado, las importantes expectativas de desarrollo de las instalaciones eólicas marinas (esperadas a partir del año 2007, fundamentalmente en Europa, y en concreto, en Alemania y el Reino Unido) se han visto notablemente moderadas en los últimos meses. Las razones fundamentales son que está costando más de lo previsto conseguir las autorizaciones y la financiación, además de que el mercado todavía espera por un diseño fiable de aerogeneradores de mayor tamaño que los existentes, tarea que podría fácilmente requerir dos o tres años más de trabajo [BTM Consult ApS, 2005].

La primera instalación *offshore*, configurada por once aerogeneradores Bonus de 450 kW, se puso en marcha en 1991, como ya se ha dicho, aunque la fecha del despegue comercial de este tipo de instalaciones se considera en el año 2002, con 183 MW instalados y un total de 279 MW en funcionamiento, seguidos de 250 MW en el 2003 y 60 MW en el 2004, hasta alcanzar los 589 MW actualmente en funcionamiento [BTM Consult ApS, 2005].

Si, como se ha dicho, estos primeros parques eólicos marinos están equipados con aerogeneradores comerciales perfectamente probados en las instalaciones terrestres, con potencias extremas de 450 kW (Bonus) a 3,6 MW (GE Wind) y la gran mayoría en el rango de 2 a 2,3 MW (Vestas, NEG Micon, Bonus y GE Wind), instalados en aguas de no más de 10 a 15 metros de profundidad y han aparecido problemas, en algunos casos, graves, no es difícil adivinar que el desafío para instalar aerogeneradores de 5 MW en aguas de 20 a 30 metros de profundidad y a unos 20 o 30 kilómetros de la costa, es enorme [BTM Consult ApS, 2005].

Con ello y con todo, las cifras actualmente previstas (ya contabilizadas en las tablas precedentes) superan los 1.000 MW anuales a partir del año 2006, alcanzándose una potencia total instalada de 8.757 MW a finales del año 2009 (de los cuales, 8.337 MW en Europa); esta cifra supondrá un 7,5% del total de la potencia

eólica instalada en el mundo prevista para esa fecha, de acuerdo con los datos que se recogen en la tabla 3.21 [BTM Consult ApS, 2005].

País	2004	2009	2005-2009
Reino Unido	124	3.538	3.414
Alemania	0	2.636	2.636
Dinamarca	398	798	400
Suecia	23	379	356
Irlanda	25	275	250
Países Bajos	19	239	220
España	0	220	220
EE.UU.	0	200	200
Bélgica	0	194	194
Francia	0	58	58
Canadá	0	20	20
Resto del mundo	0	200	200
Total	589	8.757	8.168

Tabla 3.21: Previsión de crecimiento de la potencia eólica *offshore* instalada (MW) en el mundo, periodo 2005-2009 [BTM Consult, 2005].

Desde el punto de vista técnico, el rango de potencia de 750 a 1.500 kW es el mayoritariamente instalado en la actualidad (50,9% del total instalado en el 2004), con un significativo crecimiento en el segmento de 1.500 a 2.500 MW en los países de mayor desarrollo eólico (42,8% del total instalado en el 2004). Existen ya aerogeneradores comerciales de 3 MW (Vestas, con rotor de 90 m de diámetro) y de 3,6 MW (GE Wind, con rotor de 104 m de diámetro) y se está realizando un notable esfuerzo en el desarrollo de aerogeneradores de mayores potencias, destinados preferentemente a instalaciones marinas, por ejemplo: Vestas V120, de 4,5 MW; Enercon E112, de 4,5 MW; Prokon Nord, 5 MW; REpower M5, 5 MW [BTM Consult ApS, 2005].

El diseño responde mayoritariamente al modelo de aerogeneradores de tres palas, con regulación por variación del ángulo de ataque y velocidad semi-variable e, incluso, variable. En la gama inferior de potencias, todavía son mayoría las máquinas reguladas por entrada en pérdida y velocidad semi-constante. En lo que atañe a las palas, hasta ahora construidas mayoritariamente en poliéster y fibra de vidrio, tienden a ser reemplazadas por otros materiales compuestos de mayor ligereza, como resinas epoxídicas y fibra de vidrio o madera, e incluso fibra de carbono y aramida, especialmente para aquellos diámetros de más de 30 m [BTM Consult ApS, 2005].

Con respecto al coste medio de las instalaciones, se encuentra a la fecha entre los 792 €/kW en el caso de las instalaciones terrestres y los 1.504 €/kW en el de los parques eólicos marinos. Estas cifras representarán un volumen de negocio del orden de los 8.321 millones de euros en el año 2005 y las expectativas son de que se elevará hasta los 15.405 millones de euros en el año 2009. Los aerogeneradores representan entre el 70 y el 75% del coste total en el caso de las instalaciones terrestres, y entre el 40 y el 50% en el caso de instalaciones marinas en aguas de hasta unos 10 m de profundidad. Con estas premisas y las cifras de potencia instalada previstas, el volumen de negocio en el mercado de aerogeneradores se eleva a 40.458 millones de euros en los próximos cinco años [BTM Consult ApS, 2005].

Por otra parte, con la reducción de costes y las mejoras de explotación, el coste de la electricidad generada descendió desde el rango de 10 a 21 c€/kWh en 1987, aproximadamente, a unos valores de 3,4 a 9,6 c€/kWh (para 10 y 5 m/s de velocidad media del viento, respectivamente) estimados en 1997, con unas expectativas de caer hasta un coste de 2 a 3,5 c€/kWh producido hacia el año 2020 [European Commission, 1999]. Otras previsiones consideran un precio de 2,3 a 2,7 c€/kWh a partir del año 2008 [BTM Consult ApS, 2004].

Por segmentos de mercado, la tendencia se decanta hacia parques eólicos comerciales de entre 5 y 100 MW, con una presencia claramente decreciente de los aerogeneradores aislados y un notable aumento del interés de las compañías eléctricas por los parques eólicos del rango de los 100 MW y las instalaciones marinas o proyectos “*off-shore*”. En cualquier caso, continúan las expectativas de un importante crecimiento, tanto en los mercados dirigidos por aspectos ambientales como en aquellos urgidos por necesidades energéticas, con un aumento de la importancia relativa de los segundos en el conjunto [BTM Consult ApS, 2005].

Por supuesto, continúan manteniéndose los nichos de mercado para las pequeñas instalaciones aisladas, los sistemas eólico-diesel, las instalaciones específicas de bombeo, telecomunicaciones o fabricación de hielo, y los sistemas híbridos, iniciándose experiencias para la obtención de hidrógeno con electricidad de origen eólico, aspectos todos ellos ya mencionados en otra parte de este trabajo.

Las previsiones de evolución del sector eólico a largo plazo apuntan a una potencia total instalada de 235 GW en el año 2014, quintuplicando la potencia eólica actualmente instalada, mientras que la producción de electricidad en ese año alcanzaría unos 535,1 TWh. Estas cifras representan respectivamente el 4,70% de la potencia instalada total prevista en el mundo en el año 2014 y el 2,37% de la producción mundial de electricidad en ese mismo año [BTM Consult ApS, 2005; International Energy Agency (IEA), 2004].

3.3. LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.

3.3.1. Situación actual de la energía eólica en España.

Ya anteriormente quedó recogido que los progresos tecnológicos alcanzados, junto con la reducción de costes y el firme apoyo de las políticas energéticas en los países más desarrollados, han llevado asociado un fuerte crecimiento en la potencia instalada en todo el mundo a partir de 1992, con tasas de crecimiento anual medio que muy elevadas [BTM Consult ApS, 2005]. España, como también se ha dicho, no sólo siguió estas pautas, sino que ha sido uno de los países en los que el aprovechamiento de los recursos eólicos ha conocido un mayor desarrollo en estos años.

En las tablas siguientes se recogen diferentes datos referentes a la evolución del sector eólico en España, elaboradas por el autor a partir de las cifras recogidas de diferentes fuentes [BTM Consult ApS, 2005; InfoPower, 2004; InfoPower, 2005; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2004].

La potencia instalada anualmente ha ido creciendo de manera muy firme y notable, especialmente a partir del año 1994, y la potencia total instalada en España se ha multiplicado más de mil veces, pasando de 8 MW instalados a finales de 1990 a 8.263 MW de capacidad eólica a finales del año 2004 [BTM Consult ApS, 2005; InfoPower, 2004; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2004]. Las respectivas producciones de electricidad se estiman en unos 17,6 GWh en el año 1990 y del orden de 19,4 TWh en el año 2004. En la tabla 3.22 se incluyen los datos

anuales y acumulados de la potencia eólica instalada en España desde 1990 a 2004, así como las tasas de crecimiento de la potencia instalada anualmente y de la potencia total instalada al final de cada año.

Año	Potencia instalada			
	Anual		Acumulada	
	MW	%	MW	%
1990	2,7	-	8,0	-
1991	0,7	-74	8,7	13
1992	38,4	5.385	47,1	433
1993	6,0	-84	53,1	13
1994	23,7	295	76,8	43
1995	39,9	68	116,7	52
1996	95,9	140	212,6	82
1997	228,9	139	441,5	108
1998	393,0	72	834,5	89
1999	641,9	63	1.476,4	77
2000	815,1	27	2.291,5	55
2001	984,7	21	3.276,2	43
2002	1.521,3	54	4.797,5	46
2003	1.277,0	-16	6.074,5	27
2004	2.188,5	71	8.263,0	36

Tabla 3.22: Crecimiento del sector eólico en España [BTM, 2005; InfoPower, 2004; IDAE, 2004].

Desde mediada la década de los 90, como se apuntó antes, el sector eólico español ha mostrado un crecimiento firme y sostenido. Las limitaciones estructurales que ya va mostrando el sistema eléctrico deberían marcar, lógicamente, una atenuación en el desarrollo eólico de los próximos años. Cabe, sin embargo, esperar que las medidas de apoyo que suponen las inversiones previstas en la mejora y adecuación de la infraestructura eléctrica española, se traduzcan en un retorno a tasas de mayor crecimiento de la potencia eólica instalada hacia finales de la presente década [Ministerio de Economía, 2002].

En el análisis de la potencia eólica instalada por comunidades autónomas (tabla 3.23) [InfoPower, 2004; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2004], se observa que Galicia (23%), Castilla-La Mancha (21%), Castilla y León (18%), Aragón (12%) y Navarra (10%), cuentan con las mayores potencias instaladas, sumando entre las cinco algo más del 85% del total de la potencia eólica instalada en España a finales de diciembre del año 2004.

Aunque en las cuatro comunidades autónomas restantes (Baleares, Cantabria, Extremadura y Madrid) se han realizado campañas de medida de viento, razones ambientales y de ordenación territorial han impedido hasta el momento la construcción de aprovechamientos eólicos significativos. Tan sólo en Baleares donde, por cierto, funcionaron a principios de los años 80 algunos de los primeros aerogeneradores desarrollados en España y construidos por "Gas y Electricidad, S.A." (GESA) antes de integrarse en el grupo Endesa, se estaba construyendo a finales del mes de diciembre del 2004 un pequeño parque eólico de 3,2 MW.

Comunidad	Potencia, kW	Porcentaje
Galicia	1.904.145	23,04
Castilla-La Mancha	1.762.780	21,33
Castilla y León	1.527.010	18,48
Aragón	988.895	11,97
Navarra	871.040	10,54
La Rioja	346.870	4,20
Andalucía	305.010	3,69
Asturias	144.350	1,75
Canarias	129.995	1,57
Cataluña	125.050	1,51
País Vasco	84.200	1,02
Murcia	53.270	0,64
Comunidad Valenciana	20.490	0,25
Total	8.263.105	100,00

Tabla 3.23: Potencia eólica instalada en España a finales del año 2004 [InfoPower, 2004; BTM Consult, 2005].

En lo que respecta a los fabricantes de los aerogeneradores, en la tabla 3.24 se detalla el reparto del mercado español, diferenciado por el número de máquinas instaladas y por la potencia que éstas suponen.

Fabricante	Aerogeneradores, %	Potencia, %
Gamesa Eólica	51,22	48,76
Made Renovables	12,12	15,58
Vestas	11,67	10,69
Ecotècnia	8,49	9,15
GE Wind	8,26	4,53
Navantia-Siemens	4,07	3,97
Desarrollos Eólicos	1,01	2,46
Resto (Enercon, Nordex, etc.)	3,16	4,86

Tabla 3.24: Número de aerogeneradores y potencia instalada por fabricante en España a finales del año 2004 [InfoPower, 2004].

El primer proveedor del mercado español, Gamesa Eólica, es una compañía española que se inició en el sector eólico en 1993 de la mano de la empresa danesa Vestas y que ha llegado a ser el segundo mayor fabricante mundial de aerogeneradores en el año 2004, con un 18,1% de las ventas, precisamente detrás de Vestas, que consiguió el 34,1% en ese año como puede verse en la tabla 3.25. Suyos son más de la mitad de los aerogeneradores instalados en España y algo menos de la mitad del total de la potencia eólica instalada.

Made Renovables perteneció al grupo Endesa hasta el verano del 2003 cuando fue adquirida por Gamesa Eólica. Ocupa el segundo lugar en el mercado español, con casi un 16% del total de la potencia instalada. Como consecuencia de la compra de Made por Gamesa, ésta reúne actualmente algo más del 64% del total de la potencia instalada en España y parecida cifra (63%) en número de aerogeneradores.

La empresa danesa Vestas, fabricante de aerogeneradores desde 1979, es el tercer proveedor del mercado español y el líder mundial del sector eólico con un 34,1%

del mercado en el 2004 (2.783 MW instalados) y casi un 37% (17.580 MW) del toda la potencia eólica mundial en ese año. En la primavera del 2004 absorbió a la también danesa NEG Micon, resultado a su vez de la fusión en abril de 1997 de las empresas Micon y Nordtank Energy Group, ambas fabricantes de aerogeneradores desde principios de los 80.

Ecotècnia, también española, integrada desde el 2002 en la Corporación Cooperativa Mondragón, y dedicada a las energías renovables desde finales de los 70, es la cuarta de la serie, con cifras en torno al 9%. A nivel mundial ocupó un honroso noveno lugar en las ventas del año 2004, con un 2,6% (igual que la japonesa Mitsubishi) y un porcentaje acumulado del 1,6% en el total instalado en el mundo.

La estadounidense GE Wind, división eólica de General Electric, surgió en mayo del 2002 con la adquisición de los restos de Enron Wind, que quebró en el 2001 y que, a su vez, había absorbido en 1997 a la también estadounidense Zond Systems, creada en 1980, y a la alemana Tacke Windtechnik, creada en 1990, dos reputados fabricantes de aerogeneradores. Ocupa ya en España el quinto lugar entre los suministradores de aerogeneradores, y el cuarto a nivel mundial, con un 11,3% de ventas en el 2004 y similar valor acumulado.

En el sexto lugar figura Navantia-Siemens, resultado del acuerdo de fabricación alcanzado en 1996 entre la empresa española Bazán (después Izar, ahora Navantia) con el fabricante danés de aerogeneradores más antiguo, Bonus Energy, líder en este mercado desde 1979. Bonus se convirtió en Siemens Wind en el 2004, año en el que ocupó el quinto lugar mundial en ventas, con un 6,2% y un 8,1% acumulado.

En séptimo lugar figura todavía la ya extinta Desarrollos Eólicos, del grupo español Abengoa, que abandonó la fabricación de aerogeneradores en el año 2002. Abengoa se inició en el sector eólico asociándose con la compañía estadounidense US Windpower en la empresa AWP, colaboración que finalizó en 1992 cuando Abengoa fundó Desarrollos Eólicos para el desarrollo de una máquina de 300 kW. Poco después US Windpower se transformó en Kennetech, con importantes proyectos de parques eólicos en Andalucía y en Galicia, pero que quebró en mayo de 1996.

Fabricante	Suministrados 2004		Acumulados fin 2004	
	MW	%	MW	%
Vestas (Dinamarca)	2.783	34,1	17.580	36,7
Gamesa (España)	1.474	18,1	6.438	13,4
Enercon (Alemania)	1.288	15,8	7.045	14,7
GE Wind (EE.UU.)	918	11,3	5.346	11,2
Siemens Wind (Dinamarca)	507	6,2	3.874	8,1
Suzlon (India)	322	3,9	785	1,6
REpower (Alemania)	276	3,4	1.169	2,4
Mitsubishi (Japón)	214	2,6	1.019	2,1
Ecotècnia (España)	214	2,6	744	1,6
Nordex (Alemania)	186	2,3	2.406	5,0
Resto	334	4,1	4.359	9,1
Total suministrado	8.513	104,4	50.766	105,9
Total instalado	8.154	100,0	47.912	100,0

Tabla 3.25: Los diez primeros suministradores mundiales en el año 2004 (además de darse de baja algunos aerogeneradores, no toda la potencia suministrada se instaló en ese mismo año) [BTM Consult ApS, 2005].

3.3.2. Perspectivas eólicas en España.

Tras la sistematización de los análisis de recursos eólicos llevadas a cabo a lo largo de todos estos años, puede decirse que el potencial de recursos eólicos técnica y económicamente aprovechables (potencial neto) se sitúa actualmente en España en torno a los 15.100 MW, cifra que supone un enorme margen de actuación en el próximo futuro [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000].

Este potencial eólico neto se ha determinado teniendo en cuenta las limitaciones técnicas, económicas, sociales y ambientales actuales, y es obviamente un valor variable, tanto por la evolución de la sociedad, como por el desarrollo de los aerogeneradores.

En la tabla 3.26 se recoge este potencial neto por comunidades autónomas, reconociendo que próximos y futuros estudios incrementarán sensiblemente estas cifras, tanto por las razones ya apuntadas como por la posibilidad de reemplazar los aerogeneradores anticuados de los emplazamientos que llevan más años en explotación por modernos aerogeneradores, de mayor potencia y mejor rendimiento, operación habitualmente designada como "repowering".

Comunidad	Potencia, MW	Porcentaje
Galicia	3.500	23,18
Aragón	2.000	13,25
Andalucía	1.500	9,93
Castilla y León	1.500	9,93
Cataluña	1.300	8,61
Castilla-La Mancha	1.000	6,62
Comunidad Valenciana	700	4,64
Navarra	650	4,30
Extremadura	500	3,31
La Rioja	450	2,98
País Vasco	450	2,98
Asturias	400	2,65
Murcia	350	2,32
Canarias	300	1,99
Cantabria	300	1,99
Baleares	100	0,66
Madrid	100	0,66
Total	15.100	100,00

Tabla 3.26: Potencial eólico neto en España [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2000].

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000], que fue aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999, establecía como objetivos para el periodo 1999-2010 la instalación de 8.140 MW, con una producción media esperada de 19.536 GWh/año y una diversificación en energía primaria (energía ahorrada de otras fuentes, como el petróleo) de 1.680 ktep/año, con lo que el área eólica dispondría de un total de 8.974 MW instalados al final del periodo, con una producción en un año medio de 21.538 GWh, y un ahorro de 1.852 ktep/año.

Para la instalación de estos 8.140 MW es necesaria la eliminación de las barreras más importantes a su desarrollo, como son la capacidad de evacuación del sistema eléctrico, la ampliación del consenso existente, la armonización de los requisitos ambientales y la consolidación del sector tecnológico español, siendo además absolutamente imprescindible el mantenimiento del marco eléctrico normativo sin variaciones sensibles en las tarifas. Con estos criterios y teniendo en cuenta los distintos factores analizados, los objetivos perseguidos para el año 2010 por el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España, son los que se recogen en la tabla 3.27.

Comunidad	Año 1998	1999-2010	Año 2010
Galicia	232	2.268	2.500
Andalucía	115	985	1.100
Aragón	128	872	1.000
Castilla y León	16	834	850
Navarra	237	398	635
Cataluña	20	405	425
Castilla-La Mancha	-	400	400
Asturias	-	300	300
Cantabria	-	300	300
Murcia	6	294	300
Comunidad Valenciana	-	290	290
Canarias	80	170	250
Extremadura	-	225	225
País Vasco	-	200	200
La Rioja	-	100	100
Madrid	-	50	50
Baleares	-	49	49
Total	834	8.140	8.974

Tabla 3.27: Objetivos eólicos en España 1999-2010, MW [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000].

Como puede verificarse cotejando estos valores con los presentados en la tabla 3.23, algunas comunidades autónomas (Castilla y León, Navarra, Castilla-La Mancha y La Rioja) han superado estas previsiones ya a finales del año 2004, en algunos casos (Castilla-La Mancha y Navarra), incluso, con valores netamente superiores al potencial previamente estimado [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000].

En el ámbito de la planificación energética, a finales del año 2002, el Ministerio de Economía, en colaboración con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), inició la elaboración de un documento titulado Estrategia de Eficiencia Energética 2003-2012, que plantea la necesidad de desarrollar programas específicos de actuación sectorial, tanto en los sectores de uso final como en el sector de transformación, con la finalidad de establecer para los próximos diez años un escenario energético más eficiente, que facilite el cambio de tendencia hacia el objetivo comunitario de la reducción del índice de intensidad energética.

El documento final resultante de esta iniciativa, con el título de “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012” [Ministerio de Economía, 2003], se aprobó por el Consejo de Ministros el 28 de noviembre del año 2003. Su principal objetivo es

la reducción en un 7,2% de la intensidad energética en España, y necesitará de una inversión de 26.108 millones de euros para alcanzar en los próximos ocho años un ahorro de energía valorado en 12.853 millones de euros, cifra a la que debe añadirse el importe del ahorro que se consolida y prolonga más allá de finalizado el periodo de aplicación y desarrollo de la estrategia diseñada, ahorro que se evalúa en 2.862 millones de euros anuales, por lo que en el año 2017 se cubriría el coste de implantación previsto para los programas en cuestión. Entre las distintas actuaciones previstas, destaca el mantenimiento del apoyo al aprovechamiento de los recursos renovables, que se pretende que aporten un 13% del consumo de energía primaria en España en el año 2012.

Esta Estrategia (conocida como E4) no recoge una especificación pormenorizada de las actuaciones concretas que propone, como tampoco establece los plazos, la responsabilidad de los diferentes organismos públicos involucrados y la identificación de líneas de financiación y partidas presupuestarias asociadas en cada caso. Por ello el Consejo de Ministros del 8 de julio del 2005 aprobó el “Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012” [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005a]. Este Plan trata de resolver las citadas indefiniciones de la Estrategia, inventariando y concretando las actuaciones que deben ponerse en marcha a corto y medio plazo en cada sector –durante los próximos tres años–, detallando para ello objetivos, plazos, recursos y responsabilidades, y evaluando finalmente los impactos globales derivados de estas actuaciones.

Por otra parte el Ministerio de Economía ya había presentado en el mes de febrero del 2002 el documento “Planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista 2002-2011”, que fue aprobado por el Consejo de Ministros el 13 de septiembre de ese mismo año con el título definitivo de “Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011” [Ministerio de Economía, 2002].

En este documento se apuesta por la generación distribuida, el gas natural y las energías renovables. Se prevé una inversión de 26.500 millones de euros, de los que 8.000 serán inversión pública. Se parte de una previsión de crecimiento anual del 3% para el PIB, y del 3,7% para la demanda energética, con una profunda modificación en la estructura de generación eléctrica en España, como se recoge en las tablas 3.28 y 3.29.

Recurso energético	2000		2011	
	ktep	%	ktep	%
Petróleo	64.663	51,7	83.376	47,6
Carbón	21.635	17,3	14.363	8,2
Nuclear	16.211	13,0	16.602	9,5
Gas natural	15.223	12,2	39.305	22,5
Renovables	7.061	5,6	20.956	12,0
Electricidad	382	0,3	385	0,2
Total	125.175	100,0	174.986	100,0

Tabla 3.28: Objetivos de evolución del consumo de energía primaria en España en el periodo 2000-2011 [Ministerio de Economía, 2002].

En la estructura de abastecimiento se observa un importante cambio con respecto a la situación actual, al aumentar de manera significativa el peso del gas natural y las energías renovables, y descender el del carbón y la energía nuclear, consecuencia del cambio en la estructura de generación de energía eléctrica (tabla 3.28).

Por otra parte, aunque el petróleo pierde peso ligeramente, al tener un crecimiento relativo menor al previsto para el total de la demanda de energía primaria en el año objetivo, continúa como la principal fuente de abastecimiento energético. El gas natural, con la previsión de un fuerte crecimiento en el periodo, se propone como el recurso energético que ayudará a reducir la dependencia del petróleo en general, por motivos obvios, y del carbón en generación eléctrica, por cuestiones puramente ambientales. Las energías renovables, con un fortísimo crecimiento, prácticamente triplican su aportación al esquema energético español previsto para el año 2011.

Los citados cambios estructurales en la generación de energía eléctrica se presentan en la tabla 3.29, y se comparan con la estructura de generación eléctrica existente en el año 2000, para mejor evidenciar la naturaleza y dimensión de tales cambios.

Recurso energético	2000, %	2011, %
Carbón	35,9	15,0
Nuclear	27,6	19,4
Renovables	16,9	28,4
Petróleo	9,9	4,1
Gas natural	9,7	33,1
Total	100,0	100,0

Tabla 3.29: Objetivos de evolución de la estructura de generación de energía eléctrica en España [Ministerio de Economía, 2002].

Como se observa en la tabla 3.29, el objetivo de generación con recursos renovables es ciertamente ambicioso, incrementando hasta un 28,4% la ya importante participación del 16,9% registrada en el año 2000. Debe tenerse en cuenta que esta participación porcentual representa un mayor incremento en lo que se refiere a valores absolutos, puesto que incluye el lógico aumento previsto para la demanda en el periodo, que supone pasar de una demanda de 195 TWh en el año 2000, a una demanda de 284 TWh prevista para el año 2011.

La previsión de aportación de las energías renovables a la producción de electricidad en ese año 2011 se acerca a los 93 TWh, es decir, un 32,7% del total de la demanda de electricidad para ese año.

En la tabla 3.30 se presenta la estructura prevista en el año 2011 para la generación de electricidad a partir de recursos energéticos renovables en España, de acuerdo con las cifras propuestas por la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Economía [Ministerio de Economía, 2002].

Recurso energético	Potencia, MW	Producción, GWh
Hidráulica > 10 MW	16.571	31.129
Hidráulica ≤10 MW	2.380	7.377
Eólica	13.000	28.600
Biomasa	3.098	22.784
R.S.U.	262	1.846
Solar termoeléctrica	200	459
Solar fotovoltaica	144	218
Biogás	78	546
Total	35.733	92.958

Tabla 3.30: Previsión de generación eléctrica a partir de fuentes renovables en España en el año 2011 [Ministerio de Economía, 2002].

En concreto, como puede verse en dicha tabla, el objetivo fijado para la energía eólica es de una potencia instalada de 13.000 MW en el año 2011, notablemente superior al que correspondería al objetivo de 8.974 MW en el año 2010 que establecía el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Sin embargo, las solicitudes para la instalación de nueva potencia eólica, que ya en el año 2002 iban más allá de los 40.000 MW, superan notablemente todas las previsiones. Debe tenerse en cuenta, pese a ello, que en muchos casos estas peticiones se encuentran pobremente fundadas, por lo que tienen muy pocas probabilidades de prosperar, ya sea por la imposibilidad de la red eléctrica existente de acoger la energía generada por tales nuevas instalaciones, por razones ambientales, por dificultades de accesibilidad a los emplazamientos propuestos e incluso por la carencia del mínimo recurso eólico necesario para la viabilidad económica de las instalaciones previstas y, evidentemente, mal estudiadas.

Las previsiones más recientes y fiables sobre el desarrollo del sector eólico en España [BTM Consult ApS, 2005] apuntan a cifras de instalación anuales que llegan a suponer una potencia total acumulada de 17.463 MW en el horizonte del año 2009, sobrepasándose de nuevo, y anticipadamente, los objetivos de 13 GW establecidos por las administraciones públicas españolas para el año 2011. Por otra parte, de acuerdo con las informaciones más recientes a las que se ha tenido acceso, a 30 de junio del año 2005, España cuenta ya con un total de 423 parques eólicos, con 12.208 aerogeneradores y una potencia total instalada de 9.124.615 kW [InfoPower, 2005].

En cualquiera de los casos la conclusión indiscutible es que tanto por la cuantía del recurso eólico existente como por la capacidad industrial de suministro de aerogeneradores por el sector eólico español (cifrado en 2.500 MW anuales sin necesidad de nuevas inversiones) y dado el apoyo de la Administración Pública a este tipo de instalaciones, está garantizado un importante y sostenido desarrollo del sector eólico en España en los próximos años [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

A este respecto hay que destacar que este apoyo de la Administración Pública ha sido ratificado recientemente con la publicación del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, del Ministerio de Economía, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial [Ministerio de Economía, 2004], disposición reguladora que garantiza, entre otras cosas, el mantenimiento de ayudas económicas a la producción de electricidad durante toda la vida de las instalaciones de

aprovechamiento de recursos eólicos, con el objeto de asegurar su competitividad frente a sistemas de generación convencionales.

Una de las principales barreras para una mayor penetración de la energía eléctrica obtenida de los recursos eólicos en los sistemas eléctricos nacionales es, sin discusión, la dificultad para predecir la producción eléctrica de origen eólico. Esta dificultad puede solventarse en gran medida con el empleo de herramientas de predicción adecuadas a las exigencias de los diferentes sistemas eléctricos, con lo que mejorará sobremanera la competitividad de este recurso energético en los mercados liberalizados, además de permitir a los productores eólicos realizar ofertas en el mercado de generación con mayores garantías. Por esta razón, distintos organismos, centros tecnológicos, empresas y universidades se encuentran trabajando en esta línea de investigación. En el caso de España, se cuenta ya con algunos modelos de predicción de la producción eléctrica en parques eólicos, como “Sipreólico” (desarrollado por Red Eléctrica de España y la Universidad Carlos III), “LocalPred” (desarrollado por el Centro de Energías Renovables) y “Casandra” (desarrollado por Gamesa Energía y Barlovento Recursos Naturales con la Universidad de Castilla-La Mancha) [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2004]. Todavía en el pasado mes de junio, la empresa Endesa firmó con la empresa Indra y con la Universidad Politécnica de Madrid un acuerdo de colaboración para desarrollar un sistema de predicción del viento que permita estimar en tiempo real la energía que puede producir un parque eólico, estableciendo con ello una estrategia de riesgo costo-beneficio en función de dicha estimación y de su grado de incertidumbre [InfoPower, 2005].

Por otra parte los esfuerzos actuales para la optimización del funcionamiento de los aerogeneradores, y, por consiguiente, de los parques eólicos desde el punto de vista eléctrico, se dirigen a conseguir evitar la parada total de las instalaciones cuando ocurren fenómenos transitorios de pérdida de tensión en la red eléctrica a la que se encuentran conectados, fenómenos que se conocen como “huecos de tensión”. Estos incidentes provocan la desconexión de los aerogeneradores afectados, lo que a su vez da lugar a la aparición de nuevos huecos de tensión y a la desconexión en cascada de otros aerogeneradores conectados a la misma red eléctrica, con pérdidas en generación que han llegado a sumar 1.000 MW, originando graves repercusiones en la estabilidad del sistema de distribución y transporte de electricidad, tanto mayores cuanto mayor sea la potencia eólica instalada. Los sistemas de recuperación de huecos de tensión permitirán una operación más segura y eficiente del sistema eléctrico, a la vez que harán posible el aumento de la potencia eólica instalada e interconectada a dicho sistema eléctrico sin por ello incrementar el riesgo que actualmente va asociado a tales incidentes.

La situación real del sector eólico español, que desborda una y otra vez las previsiones efectuadas, ha llevado a una nueva revisión de los objetivos energéticos españoles en el ámbito del aprovechamiento de los recursos renovables, revisión designada como *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, aprobada el 26 de agosto del 2005 [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005b].

En el resumen de sus aspectos generales el *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010* prevé una participación de las energías renovables en el año 2010 equivalente al 12,1% del consumo de energía primaria previsto en España en ese año (167,1 Mtep), además de una producción eléctrica con fuentes renovables del 30,3% del consumo bruto de electricidad y un consumo de biocarburantes del 5,83% del consumo de gasolinas y gasóleos en el transporte en dicho año horizonte. Estas cifras supondrán una diversificación energética adicional en el periodo 2005-2010

equivalente a 10,5 Mtep, con una nueva potencia instalada de 15.462 MW, de los cuales 12 GW serán eólicos [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005b].

En el *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010* se reconoce el extraordinario desarrollo del sector eólico, motivado tanto por unos importantes recursos eólicos disponibles y una legislación muy favorable, como por el alto grado de madurez alcanzado por el sector, que ha propiciado una elevada competitividad tecnológica y unas expectativas de rentabilidad capaces de animar a la inversión privada [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

En las hipótesis de partida de este Plan se establece que esta evolución habrá de tener continuidad en los próximos años, para lo que se considera que deberán resolverse dos particularidades que todavía generan cierta incertidumbre: la gestión del volumen de energía asociada a una mayor penetración en la red eléctrica, y el desarrollo de infraestructuras de transporte que permitan la conexión de las futuras instalaciones eólicas cuya construcción se prevé [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

Haciendo uso de sus competencias en materia de ordenación y planificación energética, algunas comunidades autónomas han elaborado sus propios planes energéticos, siendo, en todos los casos, los objetivos de potencia eólica instalada más ambiciosos que los planteados en las anteriores previsiones realizadas en el anterior Plan de Fomento (tabla 3.27), aunque alguno con distintos horizontes temporales. En la tabla 3.31 se indican los objetivos propios de las comunidades autónomas, si bien se han mantenido los valores previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000] para aquellas regiones que no han elaborado un documento de planificación propio, o las previsiones incluidas en el documento de Planificación de los Sectores de Gas y Electricidad [Ministerio de Economía, 2002]

Comunidad	Potencia, MW	Año
Castilla y León	6.700	2010
Galicia	6.300	2010
Castilla-La Mancha	4.450	2011
Aragón	4.000	2012
Andalucía	4.000	2010
Cataluña	3.000	2010
Comunidad Valenciana	2.359	2010
Navarra	1.530	2011
Asturias	900	2010
Canarias	893	2011
Murcia	850	2012
La Rioja	660	2011
País Vasco	624	2010
Cantabria	300	2010
Extremadura	225	2010
Baleares	75	2015
Madrid	50	2010
Total	36.916	2010-15

Tabla 3.31: Objetivos eólicos de las Comunidades Autónomas en España [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

La suma de los objetivos regionales definidos por las Comunidades Autónomas, complementados con los de las planificaciones nacionales preexistentes para aquellas que no disponen de planificación propia al respecto, supone una potencia total instalada del orden de 37.000 MW, con horizontes situados entre el año 2010 y el año 2012 en la práctica totalidad de los casos.

Especialmente ambiciosos se estiman los objetivos eólicos planteados por algunas Comunidades Autónomas, como Andalucía, Cataluña, Canarias o la Comunidad Valenciana, que disponían de unas modestísimas potencias instaladas a finales del 2004 (tabla 3.23) y también por Galicia, Castilla-La Mancha, Castilla y León y Aragón, pese a que en estos cuatro casos su parque eólico actual sea muy notable (tabla 3.23).

Los objetivos eólicos del *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010* se han establecido en un incremento de algo más de 12.000 MW para el conjunto del territorio nacional en el periodo 2005-2010 [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005]. En la tabla 3.32 se realiza un desglose meramente indicativo –y en ningún caso limitativo– de la distribución de estos 12 GW entre las diferentes Comunidades Autónomas. Para la realización de esta distribución se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- recursos eólicos existentes.
- grado de desarrollo regional de la energía eólica: instalaciones en funcionamiento, en construcción y en fase de tramitación administrativa.
- planificación eólica de las Comunidades Autónomas.
- estado de la normativa regional y grado de desarrollo.
- evolución tecnológica territorial en el sector eólico.

Comunidad	Año 2004	2005-2010	Año 2010
Galicia	1.830	1.570	3.400
Castilla y León	1.543	1.157	2.700
Castilla-La Mancha	1.534	1.066	2.600
Aragón	1.154	1.246	2.400
Andalucía	350	1.850	2.200
Comunidad Valenciana	21	1.579	1.600
Navarra	854	546	1.400
Cataluña	94	906	1.000
Canarias	139	491	630
La Rioja	356	144	500
Asturias	145	305	450
Murcia	49	351	400
Cantabria	-	300	300
País Vasco	85	165	250
Extremadura	-	225	225
Baleares	3	47	50
Madrid	3	47	50
Total	8.155	12.000	20.155

Tabla 3.32: Objetivos eólicos en España, 2005-2010, MW [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

Hay que hacer notar la existencia de ciertas discrepancias entre las cifras recogidas en esta tabla y las que se anotaron en la tabla 3.23. La razón es que mientras que el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (tabla 3.32) maneja las cifras proporcionadas por las diferentes Delegaciones Provinciales de Industria de las Comunidades Autónomas (que son quienes conceden la autorización de funcionamiento), las empresas InfoPower y BTM Consult (tabla 3.23) acostumbran a utilizar los datos proporcionados por los promotores de parques eólicos y los suministradores de aerogeneradores, quienes comunican la finalización y puesta en marcha (“commissioning”) de las instalaciones cuando ésta tiene lugar, lo que suele ocurrir con cierta antelación a la publicación de la resolución administrativa de autorización de funcionamiento, máxime cuando la fecha que se considera como referencia de los datos es el último día del año.

De acuerdo con la cifra prevista de aumento de 12 GW eólicos en el periodo 2005-2010 la producción eléctrica española hasta el año 2010 se habría visto incrementada en unos 84.405 GWh procedentes de esas nuevas instalaciones eólicas, lo que habría evitado la emisión a la atmósfera de 9.649.680 toneladas de dióxido de carbono y habría ahorrado 7.258.830 toneladas equivalentes de petróleo en energía primaria [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

Desde el punto de vista de generación de empleo la cifra de 12 GW prevista en el *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010* generaría unos 38.000 puestos de trabajo en ese periodo. Esta cantidad se ha obtenido considerando una generación de empleo durante la construcción y puesta en marcha de 13 empleos-año por MW instalado (de los cuales el 25% son empleos directos) y un empleo directo en operación y mantenimiento por cada 5 MW en funcionamiento [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

Las inversiones necesarias en el periodo del Plan se evalúan en 11.756 millones de euros, con una ayuda pública vía tarifa de compra de la energía producida estimada en 2.599 millones de euros para dicho periodo 2005-2010 [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

El sector eólico español cuenta en la actualidad con más de 550 empresas (en general, de menos de 25 empleados) y el conjunto de los fabricantes ya instalados en España garantiza una amplia oferta de aerogeneradores comerciales con fiabilidad demostrada. Conviven una docena de tecnologías comercialmente disponibles, cinco de ellas nacionales (Gamesa Eólica, Made, Ecotècnia, Ingetur y MTorres) y otra más con transferencia tecnológica (Navantia-Siemens). Para la totalidad de las plantas de fabricación de palas, góndolas, torres y ensamblaje de aerogeneradores se estima una capacidad de fabricación española superior a los 2.500 MW/año [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

En el horizonte 2005-2010 a los fabricantes españoles se les plantea como prioritario realizar esfuerzos encaminados a los siguientes objetivos [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005]:

- sistemas avanzados de control de la calidad de la energía cedida a la red eléctrica nacional.
- desarrollo de aerogeneradores con una potencia unitaria superior a los 2 MW (Ecotècnia trabaja en un prototipo de 3 MW con rotor de 100 m de diámetro).
- aplicación de nuevos materiales más resistentes y con menores costes asociados, en particular en la fabricación de palas, para optimizar el aprovechamiento del recurso eólico.

- adaptación de los aerogeneradores de alta potencia para soportar los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro.
- implantación de parques eólicos marinos de demostración.

El desarrollo de modernas aplicaciones y herramientas de control de la calidad de la energía eléctrica vertida a la red permitirá mejorar el comportamiento de los parques eólicos frente a la existencia de perturbaciones en la red, de manera que se consiga optimizar sus condiciones de funcionamiento y colaborar más activamente en garantizar el suministro eléctrico al usuario final.

En lo que respecta a los parques eólicos marinos, ningún fabricante español dispone, hoy por hoy, de aerogeneradores diseñados o adaptados para soportar los severos condicionantes ambientales del mar. En este campo, parece clara la necesidad de competir en un mercado en el que la potencia unitaria de los aerogeneradores se sitúa en valores superiores a los 3 MW. Sin duda la experiencia obtenida en el desarrollo de las actuales máquinas será muy útil para conseguir atender a esta demanda creciente, sin costes y riesgos excesivos.

Por otra parte, al no existir en España ningún parque eólico marino, los fabricantes españoles carecen de experiencia en la subsanación de los problemas de logística que aparecen cuando se realizan las labores de operación y mantenimiento en los aerogeneradores emplazados en el mar. Por esta razón se propone concentrar esfuerzos en la ejecución de proyectos de demostración de parques eólicos ubicados en el mar, lo que permitiría extraer conclusiones claras sobre su viabilidad técnica y económica en este país, además de obtenerse experiencia en la gestión y explotación de este tipo de instalaciones [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

Para finalizar este capítulo se acompañan algunos comentarios sobre las posibilidades de desmontar los aerogeneradores con más años de explotación y reemplazarlos por modernos aerogeneradores, de mayor potencia y mejor rendimiento, operación habitualmente designada como “repowering”. En algunas circunstancias parte de las infraestructuras existentes podrían ser aprovechadas, como podría ser el caso de los accesos, las instalaciones de evacuación de electricidad, el edificio de control, e incluso las redes eléctrica y de comunicaciones internas, los transformadores y la subestación, de ser el caso. Lo que no admite discusión es que lo más importante es el recurso eólico existente en el emplazamiento. Otro factor que puede también tener una importancia significativa es el hecho de que las poblaciones próximas al emplazamiento habrán convivido con el parque eólico una o dos décadas, lo que sin duda hará más sencilla la tarea de lograr su consentimiento para una nueva y más moderna instalación.

La industria eólica es todavía joven, por lo que no hace mucho tiempo que los aerogeneradores más antiguos han ido alcanzando una edad a la que es conveniente desmontarlos y sustituirlos por unos más modernos, ya sea en el mismo emplazamiento o en una localización mejor. El calificativo “mejor” puede, en este caso, referirse a la calidad del aprovechamiento del recurso eólico pero también al impacto visual del parque eólico o a cualquier otro aspecto de la planificación territorial.

Las posibilidades de desmantelamiento de instalaciones eólicas existentes y su sustitución por otras de última generación está influenciada por muchos factores, de los cuales quizá el más importante sea la edad de los aerogeneradores, seguido de la calidad del emplazamiento desde el punto de vista del recurso eólico existente. El impacto visual, el empobrecimiento paisajístico o la recuperación de espacios naturales pueden ser otros factores a tener en cuenta.

La experiencia práctica en la renovación de instalaciones eólicas se reduce a los casos de algunas instalaciones en los Estados Unidos, donde se reemplazaron aerogeneradores con más de diez años de operación, y del programa de renovación acometido en Dinamarca en el periodo 2001-2003 en el que se retiraron 1.480 aerogeneradores, con un total de 121,68 MW dados de baja, y se instalaron tan sólo 272 nuevos aerogeneradores pero con una potencia total de 331,54 MW; es decir, con esta renovación se eliminaron 1.208 aerogeneradores y se ganó una potencia de 209,86 MW [BTM Consult ApS, 2005]. Un segundo programa de renovación de instalaciones eólicas se aprobó en Dinamarca para el periodo 2005-2009 y con él se pretende dar de baja a un total de 175 MW en aerogeneradores de hasta 450 kW de potencia unitaria, con unas posibilidades de instalación de hasta 350 MW con nuevos aerogeneradores [BTM Consult ApS, 2005].

Los casos de renovación analizados en el caso danés junto con los estudios realizados sobre las posibilidades de renovación de aerogeneradores en Alemania [BTM Consult ApS, 2005] muestran bien a las claras las dificultades que esta tarea supone, especialmente con la instalación de mayor potencia eólica con nuevos aerogeneradores en emplazamientos que poseen parques eólicos obsoletos. Las dificultades están relacionadas tanto con aspectos puramente técnicos, como puede ser la remoción de las viejas cimentaciones y su sustitución por otras nuevas, o la necesidad de reemplazar las infraestructuras eléctricas de evacuación existentes por otras adecuadas a la nueva capacidad proyectada, como con aspectos de planificación territorial o regulación del régimen especial de producción de electricidad, por carencia de disposiciones legales al respecto.

Pese a todas las dificultades y complejidades, parece suficientemente claro que la renovación de las primeras generaciones de aerogeneradores abre grandes posibilidades para incrementar de manera notable la potencia eólica instalada; por ejemplo, un parque eólico formado por veinte aerogeneradores de 150 kW con rotor de 20 m de diámetro, con un total de 3 MW instalados en 1989 y una producción media de 6,9 GWh anuales podría ser sustituido por un parque eólico constituido por cinco aerogeneradores de 3 MW con rotor de 100 m, lo que supondría 15 MW instalados y una producción anual de 37 GWh. En quince años de vida útil el parque eólico de 3 MW habría producido unos 103 GWh, mientras que el parque eólico que lo reemplazase produciría 555 GWh en el mismo periodo de funcionamiento [Lara Coira, 2005c].

De cara al futuro, cuando dentro de 15 o 20 años se plantee la renovación de los aerogeneradores de 2 MW, la situación será bien diferente, puesto que es probable que la próxima generación de aerogeneradores pueda reutilizar la mayor parte de la infraestructura existente, las cimentaciones, los cables y los transformadores de evacuación a la red general, lo que supondrá notables economías en el proceso [BTM Consult ApS, 2005].

Capítulo 4

El ciclo de vida del proyecto de desarrollo de un parque eólico

No basta con adquirir sabiduría, es preciso además saber usarla (Cicerón)

4.1. ANTECEDENTES.

Son posibles diversas aproximaciones al ciclo de vida de un proyecto de desarrollo de un aprovechamiento de recursos eólicos. En este trabajo se ha utilizado la experiencia del que suscribe, adquirida por su participación en numerosos proyectos, de muy diferentes dimensiones y desarrollados en muy diversas localizaciones, desde modestos aerogeneradores aislados de unos pocos kilovatios de potencia a enormes parques eólicos de varias decenas de megavatios, diseñados en unos casos para su instalación en suaves planicies y en abruptas y elevadas colinas en otros. Se ha aprovechado también la experiencia en dirección de proyectos de uno de los directores de tesis, cimentada en proyectos de fábricas, plantas industriales, centros comerciales, edificios de oficinas y promoción de suelo industrial, además de en la consultoría de organización para la dirección de proyectos. Por último se han tenido en cuenta las definiciones que hacen algunos autores [Chapman y Ward, 1997; del Caño y de la Cruz, 2002b] del ciclo de vida del proyecto, orientadas a la gestión del riesgo.

A grandes rasgos y en una primera aproximación; el desarrollo de un proyecto de estas características puede analizarse estructurado en cuatro grandes estadios básicos significativos, desde la concepción del proyecto hasta su explotación, pasando por la elaboración de la diferente documentación precisa y la ejecución de las obras y puesta en funcionamiento de las instalaciones, estadios a los que debería añadirse un primer estadio de análisis preliminar de las posibilidades de inversión en el aprovechamiento de recursos eólicos y un sexto y último estadio de abandono y desmantelamiento [Lara Coira, 1998]:

- Estudio de oportunidad.
- Análisis y evaluación de recursos.
- Ingeniería de detalle.
- Contratación, construcción, puesta en marcha y recepción del parque eólico.
- Operación y mantenimiento.
- Abandono y desmantelamiento.

De acuerdo con la citada experiencia profesional se ha considerado como la más adecuada una aproximación a la gestión de amenazas y oportunidades en este tipo de proyectos estructurada conforme a las diferentes etapas del ciclo de vida del mismo, tanto por la diferente importancia relativa de las posibles amenazas y oportunidades entre unas y otras etapas como por la propia facilidad del análisis con este enfoque.

Puesto que el análisis se lleva a cabo desde el punto de vista del propietario y del consultor que asiste al propietario, se ha considerado oportuno llevar a cabo una subdivisión de los seis estadios citados de tal manera que el alcance y contenidos de cada una de las etapas de desarrollo del proyecto así definidos puedan quedar mucho mejor definidos y estructurados. Por todo ello para el proceso de identificación y

análisis de amenazas y oportunidades en un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, se ha utilizado la siguiente desagregación en etapas comprensivas de la totalidad de su ciclo de vida:

- 0 – Planificación inicial.
- 1 – Contratación para el estudio de oportunidad.
- 2 – Estudio de oportunidad.
- 3 – Contratación para la evaluación del recurso.
- 4 – Evaluación del recurso.
- 5 – Contratación para el análisis de viabilidad.
- 6 – Análisis de viabilidad.
- 7 – Financiación.
- 8 – Planificación detallada.
- 9 – Contratación para la ingeniería de detalle.
- 10 – Ingeniería de detalle.
- 11 – Contratación para la ejecución.
- 12 – Ejecución.
- 13 – Refinanciación.
- 14 – Transferencia.
- 15 – Contratación para la explotación.
- 16 – Apoyo inicial a la explotación.
- 17 – Explotación.
- 18 – Abandono.

El conjunto de las etapas que van desde la planificación inicial a la planificación detallada puede identificarse como la sub-fase de **lanzamiento del proyecto de construcción**. Las etapas que se inician con la contratación para la ingeniería de detalle y finalizan con la ejecución constituyen la sub-fase de **creación de la instalación**.

La agrupación desde la etapa de refinanciación a la etapa de apoyo inicial a la explotación se define como el **cierre del proyecto de construcción**.

La fase que se configura con las tres sub-fases así definidas es la designada como **proyecto de construcción**.

La fase de **operación del proyecto** abarca las etapas de explotación y abandono del mismo.

Por último, estas dos fases de proyecto de construcción y operación del proyecto constituyen el **proyecto de inversión** en un aprovechamiento de recursos eólicos.

Para una mejor comprensión en la tabla 4.1 se presenta la estructura definida como ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos.

Ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos			
	Fases	Sub-fases	Etapas
	Proyecto de inversión	Proyecto de construcción	Lanzamiento del proyecto de construcción
1 Contratación para el estudio de oportunidad			
2 Estudio de oportunidad			
3 Contratación para la evaluación del recurso			
4 Evaluación del recurso			
5 Contratación para el análisis de viabilidad			
6 Análisis de viabilidad			
7 Financiación			
Creación de la instalación			8 Planificación detallada
			9 Contratación para la ingeniería de detalle
			10 Ingeniería de detalle
			11 Contratación para la ejecución
Cierre del proyecto de construcción		12 Ejecución	
		13 Refinanciación	
		14 Transferencia	
		15 Contratación para la explotación	
Operación		16 Apoyo	
		17 Explotación	
	18 Abandono		

Tabla 4.1: Ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos.

En los apartados siguientes se analiza con detalle el alcance de todas y cada una de las etapas definidas atendiendo a la cronología habitual de su desarrollo, a fin de poder tener un conocimiento lo más cabal posible de la realización de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, lo que permitirá de esta forma el mejor análisis posible de los riesgos asociados al mismo.

4.2. PLANIFICACIÓN INICIAL.

La identificación clara de la idea del proyecto, con la planificación *grosso modo* de sus etapas y con un mayor detalle en las etapas iniciales (estudio de oportunidad, evaluación del recurso y análisis de viabilidad, incluyendo sus contrataciones en esta etapa) es el objetivo de esta etapa inicial.

Aunque muchas veces los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos adolecen de la carencia de cualquier planificación inicial, es una etapa de una importancia significativa al definirse en ella los aspectos fundamentales que condicionarán el futuro desarrollo del proyecto.

Parece entonces obvio que también se preste cierta consideración a esta etapa en el análisis de las amenazas y oportunidades del proyecto que se pretende.

En cualquier caso, conviene desarrollar la planificación global del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.) [Project Management Institute, 2004] y reclamar el apoyo al promotor por parte de un consultor en dirección de proyectos o un equipo experimentado en el desarrollo de parques eólicos.

Existen también algunas publicaciones útiles en esta etapa, que pueden aportar bastante información interesante para tener una visión general de lo que se pretende, de las tareas que se deben acometer y de las dificultades que pueden encontrarse [Aneiros Lorenzo *et al.*, 2001; Commission of the European Communities, 1994; European Commission, 1999; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1992a].

4.3. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

En esta etapa se plantea la contratación de la empresa que habrá de llevar a cabo el estudio de oportunidad del proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos. Este proceso de selección y contratación tiene una gran importancia por la trascendencia del estudio de oportunidad en la toma de decisiones.

Por esta razón es aconsejable la colaboración de consultores con experiencia en la selección de los equipos de apoyo al promotor, que definan e identifiquen los puestos clave, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando la asignación al proyecto del personal elegido hasta la finalización de esta etapa.

Parece también muy conveniente tener en cuenta las referencias de los candidatos a realizar el estudio de oportunidad, incluso contrastando su experiencia y resultados con sus anteriores clientes, de ser posible.

4.4. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

La realización del llamado estudio de oportunidad consiste en el análisis preliminar de las posibilidades técnicas y económicas de inversión en un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos.

Este estudio de oportunidad, que en muchas ocasiones no llega a realizarse o se lleva a cabo con poco rigor, debería tener en cuenta tanto los aspectos técnicos del aprovechamiento eólico en sí mismo, como las circunstancias administrativas que enmarcan su desarrollo, así como la situación y expectativas del mercado financiero al que habrá de recurrirse de llevarse a término el proyecto.

En consecuencia parece absolutamente necesario contar con la colaboración de especialistas en el desarrollo de proyectos de parques eólicos que conozcan suficientemente los aspectos técnicos de este tipo de proyectos; pero también es necesario contar con expertos en los aspectos legales, administrativos y financieros. Es muy oportuna la colaboración de un consultor en dirección o gestión de proyectos, así como la organización de reuniones con responsables bancarios y de la administración para reducir cualquier exceso de confianza.

4.5. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.

Se plantea en esta etapa la contratación de la empresa que habrá de llevar a cabo la evaluación del recurso eólico, evaluación que es el paso decisivo para el posterior análisis de la viabilidad del proyecto de su aprovechamiento.

Por consiguiente parece absolutamente imprescindible contar con la colaboración de consultores especializados, por ejemplo en dirección de proyectos, con experiencia en la selección de los equipos de apoyo al promotor, en este caso para la realización del análisis y evaluación de los recursos eólicos en el emplazamiento seleccionado para el desarrollo del proyecto, que definan e identifiquen los puestos clave, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando la asignación al proyecto del personal elegido hasta la finalización de esta etapa.

En la petición de ofertas deben solicitarse a los candidatos referencias de los trabajos de evaluación de recursos eólicos realizados, siendo muy aconsejable contrastar con sus anteriores clientes la experiencia al respecto.

Algunas publicaciones pueden resultar útiles en esta etapa para ser más conscientes del rigor que debe exigirse, al apuntar de una manera sencilla la complejidad asociada a la evaluación del recurso eólico [American Wind Energy Association (AWEA), 1993; Aneiros Lorenzo *et al.*, 2001; Conover, K., 1994a].

4.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO.

En esta etapa y bajo este epígrafe se incluyen las diferentes tareas que es preciso acometer para decidir la factibilidad técnica del proyecto.

4.6.1. Definición del emplazamiento.

Finalizado el análisis preliminar de las posibilidades técnicas, económicas y legales de inversión, debe procederse a la exacta definición del emplazamiento seleccionado, concretando y marcando su situación sobre el terreno.

Además de la demarcación precisa del terreno elegido, se procederá a determinar el mejor emplazamiento, o emplazamientos, para la instalación de la, o las estaciones anemométricas que se utilizarán para la toma de los datos de viento precisos para el estudio de las posibilidades eólicas del emplazamiento en cuestión [Lara Coira, 1999].

Seguidamente, deberá efectuarse la identificación de los propietarios de los terrenos seleccionados y afectados, a fin de proceder a la solicitud de los pertinentes permisos para la instalación de las estaciones anemométricas y requerir las autorizaciones que fuesen necesarias para el adecuado acceso a los lugares de ubicación; estos permisos y autorizaciones deberán tener en cuenta tanto a los

propietarios de los terrenos como a los Ayuntamientos en cuyo término se desarrollan los trabajos.

4.6.2. Instalación y operación de estaciones anemométricas.

Ya decididos los puntos de instalación de las estaciones para la recogida de datos de viento y obtenidos los oportunos permisos, tanto privados como públicos, y de no haberse llevado a cabo ya con anterioridad, debe seleccionarse la tipología de las estaciones meteorológicas que han de instalarse.

Son varios los aspectos que pueden condicionar la elección del tipo, o tipos, de estaciones meteorológicas. Quizá la primera decisión corresponda a la altura sobre el nivel del suelo de los sensores que pretenden instalarse, que lógicamente condicionará la altura total de la torre y detalles de su estructura, construcción e instalación.

En primer lugar, es práctica habitual disponer un anemómetro y una veleta situados a diez metros sobre el nivel del suelo, por ser esta la altura que ha venido utilizándose como normalizada a efectos de recopilación y comparación de datos históricos.

En segundo lugar, es también del mayor interés el conocer la velocidad y dirección del viento, cuando menos, a la altura del eje del rotor de las palas del aerogenerador; esta altura ha ido variando con el aumento del diámetro de los rotores e incluso con las diferentes posibilidades de altura de instalación del aerogenerador para un mismo diámetro de rotor; hoy día son habituales alturas de cuarenta, sesenta, ochenta y hasta cien metros sobre el nivel del suelo (o del nivel medio del mar en el caso de parques eólicos marinos) [Lara Coira, 1999].

Con dos niveles de medida de los parámetros eólicos, suele ser suficiente para la determinación del perfil vertical del viento, lo que permite conocer, al menos teóricamente y entre ciertos límites, la velocidad del viento a cualquier altura. Pese a ello, por la posibilidad de que aparezcan perturbaciones locales que invaliden las determinaciones teóricas y por el tamaño cada vez mayor de las palas, que hace que durante su funcionamiento sea muy notable la diferencia de los esfuerzos a que están sometidas en su posición más baja y su posición más alta según gira el rotor, cada vez con mayor frecuencia se disponen tres niveles de medida de viento.

Las torres que sustentan los equipos de medida pueden ser atirantadas mediante vientos, o autoportantes. El uso más habitual es el de torres atirantadas, empleándose en algunos casos torres autoportantes para ciertos emplazamientos singulares, ya por su configuración orográfica o por sus características climáticas, especialmente si existe riesgo de nieve con heladas y fuertes vientos, cuya combinación consigue aflojar los tirantes por el peso del manguito de hielo que se forma sobre ellos, con el resultado final del colapso de las torres atirantadas [Lara Coira, 1999].

Dentro de la tipología de torres de medida atirantadas se distinguen dos modelos básicos, el de fuste cilíndrico y el de fuste de celosía de sección triangular, en ambos casos, de estructura metálica. Las torres de fuste cilíndrico se sujetan mediante cuatro conjuntos de vientos dispuestos perpendicularmente entre sí, lo que unido a la disposición de una charnela en la base facilita el montaje e izado y permite el abatimiento de la torre para la reparación o sustitución de sensores averiados o defectuosos. Las torres de celosía, aunque deben ir montándose por superposición de tramos, y es necesario trepar por ellas para cualquier intervención en los sensores, presentan una mayor solidez, especialmente, para alturas importantes, por lo que son las más empleadas habitualmente.

Los sensores más corrientemente utilizados son los anemómetros de cazoletas y las veletas, para la medida y registro de la velocidad y dirección del viento, respectivamente; ocasionalmente pueden utilizarse anemómetros de un tipo más sofisticado (de presión, ultrasónicos) para estudios particulares, por ejemplo, de análisis de esfuerzos estructurales. En muchas ocasiones la medida y registro de los parámetros eólicos básicos se completa con la recogida de otros datos meteorológicos, como la temperatura, presión, insolación, etc., que ayudan a la definición de las características climáticas del emplazamiento.

Los parámetros recogidos pueden recopilarse en un equipo para el registro y almacenamiento de datos (“data-logger”) situado en la base de la torre de medida, o bien enviarse mediante un enlace radioeléctrico a una estación central de control. En el caso de recogida *in situ*, los datos se almacenan en una memoria extraíble que es necesario retirar periódicamente, lo que presenta sus inconvenientes, como lo es el obligado desplazamiento hasta el lugar de ubicación de la torre de medida, pero también sus ventajas, como la inspección visual de la instalación y sus alrededores asociada a cada desplazamiento.

Pueden considerarse como aspectos más significativos en este punto, y tras haber procedido a la oportuna selección de suministradores, la recepción y revisión del material, incluyendo la exacta identificación de los sensores y el archivo de sus correspondientes calibraciones. Es importante la previsión de repuestos que permitan la rápida sustitución en caso de avería o funcionamiento defectuoso.

Las tareas de acopio, montaje, erección y puesta en marcha de las estaciones anemométricas debe ser también cuidadosamente supervisada, en prevención de los errores que actuaciones inadecuadas en estas operaciones suelen acarrear.

La operación, servicio y mantenimiento de las estaciones anemométricas debe igualmente contar con la adecuada supervisión y seguimiento de su operación, incluyendo la elaboración y el archivo de informes que recojan cualquier incidencia y su circunstancia.

4.6.3. Análisis de datos y evaluación del recurso eólico.

La recogida y análisis de datos debe hacerse con la mayor frecuencia posible compatible con la economía y las necesidades de calidad y precisión del proyecto, siendo habitual la sustitución quincenal de las unidades de memoria (de no tratarse de estaciones radiocontroladas) para su remisión al responsable análisis recursos. Como anteriormente se apuntó, la necesaria visita para la retirada de las unidades de memoria se aprovecha para la revisión del estado general de las estaciones de medida, funcionamiento de los sensores, grado de tensión de los vientos, eventualidad de descargas eléctricas, etc. [Lara Coira, 1999]

Los datos así recopilados se convierten a formatos normalizados manejables por sistemas informáticos corrientes y se descargan a los computadores para su análisis y consiguiente evaluación de los recursos eólicos existentes en el emplazamiento, análisis que suele hoy día realizarse mediante programas comerciales estandarizados. Esta circunstancia no debe conducir al error de creer que cualquiera puede llevar a cabo el análisis de los datos y la determinación del potencial eólico existente; bien al contrario, es imprescindible que tales tareas sean desarrolladas por técnicos especializados y experimentados que puedan ofrecer garantía suficiente de sus resultados.

Importa también señalar aquí la relevancia que tiene en el análisis del recurso eólico un buen cartografiado, detallado y actualizado, de las zonas a desarrollar.

4.6.4. Selección e implantación de aerogeneradores.

Con los resultados obtenidos del análisis de los recursos eólicos se procede a la selección del tipo de aerogenerador más adecuado a las características del emplazamiento previsto.

Finalmente, se procede al diseño básico del parque eólico, proponiendo, con la ayuda de alguna de las herramientas informáticas existentes, la distribución de implantación de aerogeneradores que optimice la producción de energía eléctrica en las instalaciones proyectadas [Lara Coira, 1999].

Para un mayor detalle de los aspectos comentados en esta etapa, puede consultarse lo relatado en los correspondientes apartados de los Anexos 2 y 3 de este trabajo.

4.6.5. Observaciones a la evaluación del recurso.

Al considerarse esta etapa, como ya se ha dicho con anterioridad, de la máxima importancia en el desarrollo de cualquier proyecto de aprovechamiento de los recursos eólicos, deben extremarse las exigencias de calidad en la misma. Por supuesto, es muy recomendable la utilización de empresas especializadas de reconocida solvencia en el análisis y evaluación de recursos eólicos, solicitando en cualquier caso referencias de trabajos similares y contrastando el grado de satisfacción de anteriores clientes.

Es también altamente recomendable auditar los resultados de esta etapa, es decir, el tipo de aerogeneradores elegidos, el diseño del parque eólico y sus expectativas de producción de electricidad; en cualquier caso, tales resultados deberán someterse a auditoría a petición de las entidades financieras que participen en el proyecto y por la compañía compradora del parque eólico, de ser el caso [Lara Coira, 1999].

4.7. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

En esta etapa se plantea la contratación de la empresa que habrá de llevar a cabo el análisis de viabilidad del proyecto planteado, análisis que es el paso inmediatamente anterior a la decisión de invertir.

Resulta entonces inexcusable contar con la colaboración de consultores especializados, por ejemplo, en dirección de proyectos, con experiencia en la selección de los equipos de apoyo al promotor, en este caso para la realización del análisis de viabilidad del proyecto, que definan e identifiquen los puestos clave para el desarrollo de tal trabajo, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando la asignación al proyecto del personal elegido hasta la finalización de esta etapa.

En la petición de ofertas deben solicitarse a los candidatos referencias de los trabajos de evaluación de recursos eólicos realizados, siendo muy aconsejable contrastar con sus anteriores clientes la experiencia al respecto.

Al igual que se ha comentado en el caso de la contratación para la evaluación del recurso, existen algunas publicaciones que pueden resultar útiles en esta etapa, tanto por proporcionar una visión general del desarrollo de este tipo de proyectos, como para despejar cualquier tipo de duda sobre el rigor que debe exigirse al contratar el análisis de viabilidad de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos [Aneiros Lorenzo *et al.*, 2001; Commission of the European Communities, 1994;

Conover, K. (1994b); Domínguez Martínez, F., 1997; European Commission, 1999; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1992a; Lara Coira, M., 1996d; Mantaras García-Figueras, J., 1993; Martín Pino, F., 1996; Olmeda Sarrión, M., 1996; Taylor, M.R., 1993b; Vizcaíno, F.R., 1993].

4.8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

El diseño básico realizado en la etapa de evaluación del recurso debe completarse con el de las instalaciones complementarias de los aerogeneradores, culminando el diseño conceptual del parque eólico con la distribución en planta del conjunto y la inclusión en ella de los accesos, el centro de control, la subestación eléctrica para la interconexión con la red eléctrica general y la línea de evacuación a dicha red de la electricidad producida en las instalaciones.

Parece evidente la necesidad de contar con la participación y el asesoramiento de especialistas, tanto en obra civil como en instalaciones eléctricas y montaje mecánico, en estas primeras, pero fundamentales fases del diseño, puesto que un diseño conceptual inadecuado puede condicionar sobremanera no sólo el desarrollo sino incluso los propios resultados del proyecto.

Completado el diseño técnico puede ya procederse al análisis de su viabilidad y factibilidad legal, económica y financiera, para lo que es igualmente necesario el concurso de los oportunos especialistas.

Finalizadas todas estas tareas, es muy conveniente llevar a cabo una auditoría de la definición y diseño preliminar del parque eólico que incluya [Lara Coira, 1999]:

- Revisión del estudio de los recursos eólicos locales y de sus posibilidades de aprovechamiento. Análisis crítico de los resultados y en particular, de la ponderación de los datos históricos y de la fiabilidad de las proyecciones futuras.
- Análisis de las especificaciones técnicas del parque y de su fiabilidad. Revisión del diseño y disposición de los aerogeneradores y de las hipótesis asumidas en la simulación de la producción.
- Estimación del comportamiento futuro del parque en cuanto a eficiencia y producción prevista en relación al viento, la disponibilidad, el deterioro y reposiciones, etc.
- Análisis de la adecuación a las condiciones de explotación de las tareas de operación y mantenimiento previstas.
- Revisión de los protocolos de puesta en marcha, operación y mantenimiento propuestos. Garantías y penalizaciones por disponibilidad, eficiencia y producción.
- Análisis de los costes de inversión previstos, así como de los gastos de operación, mantenimiento y reacondicionamiento propuestos.
- Análisis de sensibilidad financiera y propuesta de financiación.

Junto con la de evaluación del recurso eólico, esta etapa es también de la máxima importancia en el desarrollo de cualquier proyecto de aprovechamiento de los recursos eólicos, por lo que deben extremarse las exigencias de rigor y calidad en la misma. Al igual que la evaluación del recurso, es muy recomendable para el análisis de viabilidad la utilización de empresas especializadas y de reconocida solvencia, de ser posible con

experiencia en el sector eólico. En cualquier caso, deben solicitarse referencias de trabajos similares y contrastar el grado de satisfacción de anteriores clientes.

Se recomienda auditar el diseño completo del parque eólico que resulta del análisis de viabilidad, y que habrá de incluir la distribución en planta, los accesos y viales, la infraestructura eléctrica y el sistema de evacuación e interconexión a la red eléctrica general. También es conveniente la auditoría de los aspectos financieros que resultasen de dicho análisis de viabilidad.

4.9. FINANCIACIÓN.

Una vez verificada la viabilidad del parque eólico que se proyecta, procede pasar a la contratación de su financiación. Acostumbra a diferenciarse entre la financiación para el proyecto en su conjunto y las necesidades de financiación únicamente durante la etapa de construcción del mismo [Lara Coira, 1999].

En el caso de la financiación durante la construcción, si las instalaciones se venden, el promotor y propietario inicial liquidará esta financiación o la traspasará al nuevo propietario al efectuarse la transferencia. En este caso, el banco hace su propia identificación de riesgos, incluido un análisis cuantitativo y cualitativo de los mismos, y establece su propia planificación de la respuesta al riesgo.

Por contra, si el responsable de la construcción es el mismo que se hará cargo de la explotación del parque eólico, la financiación acostumbra a plantearse para el conjunto del proyecto. Con más razón, si cabe, en esta modalidad de financiación del proyecto el banco elabora la identificación de riesgos que, por supuesto, incluye un análisis cuantitativo y cualitativo de tales riesgos, y, en función de los resultados alcanzados en este proceso, establece su propia planificación de respuesta al riesgo.

En el Anexo 4 (Aspectos económicos) de este trabajo se ofrece más y más detallada información sobre todos estos aspectos, incluyendo las referencias bibliográficas más significativas.

4.10. PLANIFICACIÓN DETALLADA.

Por último, una vez confirmada la financiación del proyecto se completa la sub-fase de lanzamiento del proyecto de construcción con la etapa de planificación detallada del mismo, incluyendo la organización del propietario y de las empresas a contratar, la tipología y clausulados contractuales esenciales, y los procedimientos de coordinación interna y externa durante su desarrollo.

En esta etapa se debe contar con la colaboración de consultores especializados, por ejemplo en dirección de proyectos, con experiencia en la selección de los equipos de apoyo al promotor, que en este caso deberán realizar la planificación detallada del desarrollo del proyecto. Habrán de ser personas habituadas al desarrollo de proyectos de parques eólicos y conviene definir e identificar los puestos clave para la ejecución de estas tareas, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando su asignación al proyecto hasta la finalización de esta etapa.

Siempre que sea posible resulta de gran ayuda que el equipo de planificación proceda a cotejar las líneas generales de la planificación con responsables de las administraciones públicas que deban intervenir en el proyecto tales como organismos de industria o medio ambiente y ayuntamientos afectados por las obras.

Aunque no existen referencias demasiado precisas al respecto, alguna de las publicaciones existentes puede ser de utilidad para aclarar ciertos aspectos y ayudar a

definir esta etapa [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1992b; Lara Coira, 1999].

4.11. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.

En esta etapa se plantea la contratación de la empresa que habrá de llevar a término la ingeniería de detalle del proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos planteado. En caso de que el proyecto se llevase a cabo en la modalidad conocida como “llave en mano”, se procedería a la contratación de la ingeniería y de la obra.

También en esta etapa de contratación se debe contar con la colaboración de consultores con experiencia en la selección de los equipos de apoyo al promotor, en este caso para la realización de la ingeniería de detalle del proyecto, que definan e identifiquen los puestos clave para el desarrollo de tal trabajo, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando la asignación al proyecto del personal elegido hasta la finalización de esta etapa.

En la petición de ofertas es igualmente aconsejable solicitar de los candidatos referencias de los proyectos de parques eólicos realizados, siendo muy aconsejable contrastar con sus anteriores clientes la experiencia al respecto.

4.12. INGENIERÍA DE DETALLE.

Decidido el desarrollo del proyecto, es necesaria la preparación de toda la documentación técnica que permitirá, por una parte, la solicitud de los permisos y autorizaciones legales precisos para proceder a la construcción del parque eólico, y, por otra, contratar la realización de todas las obras y suministros necesarios para poder llevar a término dicha construcción, así como fijar las pautas para su mejor desarrollo.

Es evidente que parte de la documentación que es preciso preparar tendrá como finalidad la de negociar los terrenos con sus propietarios, formalizar los acuerdos de financiación y contratar los seguros de aplicación a materiales y obras.

El procedimiento habitual se inicia con la elaboración del anteproyecto y proyecto básico del parque eólico, concediéndose una singular importancia al planteamiento de la evacuación de energía eléctrica que se producirá y al planteamiento de los accesos al emplazamiento previsto para el conjunto de las instalaciones. Especial cuidado deberá ponerse en la elaboración de los planos parcelarios, que recojerán las particularidades de todos los terrenos afectados y la relación de sus propietarios, ya sean afecciones por las propias instalaciones del parque, las infraestructuras eléctricas, incluida la línea de evacuación, o los accesos al mismo.

Se llevará también a cabo el estudio de los efectos ambientales previstos como consecuencia de la ejecución del parque eólico y de sus instalaciones complementarias, incluyendo los accesos y las infraestructuras de evacuación de electricidad. De ser el caso, se desarrollará igualmente el oportuno plan sectorial [Xunta de Galicia, 2000].

La información surgida con la realización del estudio de impacto ambiental (zonas sensibles, yacimientos arqueológicos) permitirá incorporar las necesarias modificaciones al proyecto básico, y podrá ya desarrollarse el proyecto detallado del parque eólico, que contemplará incluso los viales interiores del propio parque y los accesos al mismo.

Se elaborará también el proyecto de la subestación de transformación eléctrica, el proyecto de la línea de interconexión a la red eléctrica general y el proyecto de la red de transmisión de datos e infraestructura de control del parque eólico.

Paralelamente se prepararán las especificaciones para la petición de ofertas, así como la documentación definitiva para la solicitud de autorizaciones, permisos y licencias.

Conviene contar con un control de calidad durante la realización de la ingeniería que, además, prepare un informe final de auditoría.

Como complemento de las disposiciones legales, reglamentos y normativa de aplicación, con las que la ingeniería debe estar perfectamente familiarizada, algunas publicaciones existentes pueden cooperar a una mejor realización de la ingeniería de detalle del proyecto del parque eólico [British Standards Institution, 1999; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1992b; Lara Coira, 1999; Sentana Cremades, 1995].

4.13. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.

En esta etapa, tras la selección de contratistas, petición y evaluación de ofertas, se procederá a la adjudicación de ofertas y contratación de suministros y servicios para la construcción y puesta en marcha del parque eólico.

Se deberá dedicar una atención especial a la revisión y análisis de los aspectos técnicos y legales de los contratos vinculados al proyecto, desde su construcción hasta la puesta en marcha y recepción, incluyendo las pólizas de seguros contratadas. De la misma forma se revisará la adecuación de las garantías, penalizaciones e incentivos, en su caso, que se hubiesen establecido.

Es muy conveniente contar con la colaboración de consultores con experiencia en la selección de contratistas, petición y evaluación de ofertas, que definan e identifiquen los puestos clave para el desarrollo de tal trabajo, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando la asignación al proyecto del personal elegido hasta la finalización de esta etapa.

En la petición de ofertas es igualmente aconsejable solicitar de los candidatos referencias de los proyectos de parques eólicos realizados, siendo muy oportuno contrastar con sus anteriores clientes la experiencia al respecto.

4.14. EJECUCIÓN.

Tras la etapa de contratación de suministros y servicios se procederá a la construcción del parque eólico, debiendo tenerse especial cuidado con los siguientes aspectos [Lara Coira, 1999]:

- Revisión de la situación y seguimiento de las autorizaciones, permisos y licencias necesarias para la construcción y puesta en marcha de las instalaciones, incluso adecuación de los aspectos ambientales –así como de los correspondientes permisos– conforme a la normativa en vigor y a los condicionados de las autorizaciones previas.
- Seguimiento de los aspectos técnicos y legales en la ejecución de los contratos vinculados al proyecto, desde su construcción hasta su puesta en marcha, incluyendo las pólizas de seguros contratadas.
- Supervisión y seguimiento de los procedimientos de aseguramiento de la calidad de todos y cada uno de los contratistas.

- Seguimiento, de ser el caso, de la aplicación de las medidas impuestas para la eventual corrección de los impactos ambientales, incluso verificación por parte de las administraciones públicas competentes.
- Adecuación del avance de las obras a los plazos de ejecución previstos en el proyecto y en los contratos concordantes.
- Supervisión de las obras durante su ejecución tanto desde los puntos de vista técnico y ambiental como desde el económico, con el adecuado control de las certificaciones de obra.
- Análisis crítico de las eventuales modificaciones introducidas en cualquiera de los aspectos recogidos en el proyecto de ejecución y documentos contractuales subsiguientes y verificación de su constatación documental.

4.14.1. Aspectos particulares del suministro de aerogeneradores.

Por las singularidades de este tipo de proyectos, cuyo objeto principal consiste en la más eficiente transformación de la energía del viento en energía eléctrica, debe prestarse una especial atención a la selección de los aerogeneradores y sus circunstancias conexas y derivadas. Entre otros, se tendrán en cuenta los siguientes aspectos [Lara Coira, 1999]:

- Revisión del acuerdo de suministro, sus condiciones, limitaciones, garantías y penalizaciones.
- Revisión de las características de diseño y fabricación, incluso aseguramiento de la calidad, de los componentes críticos (eje, buje, extensores y torre).
- Revisión de las condiciones de la asistencia técnica externa al proveedor y protocolos de seguimiento de la transferencia, de ser el caso.
- Revisión de la homologación por parte del tecnólogo de los nuevos suministradores, de ser el caso.
- Revisión de la homologación por parte del tecnólogo de los procedimientos internos de fabricación de suministradores, de ser el caso.
- Revisión del programa de puntos de inspección y condiciones de no conformidad que fuesen de aplicación, tanto en fabricación como en montaje.
- Revisión de las inspecciones –e informes de incidencias a ellas referidos– que pudiese efectuar o haber efectuado el tecnólogo.
- Revisión de la documentación generada en relación con el programa de formación y entrenamiento específico del personal adscrito al montaje.
- Revisión de las condiciones de suministro por subcontratistas al servicio del suministrador de los aerogeneradores, de ser el caso (bujes, ejes, torres, etc.).

En lo que respecta a la posibilidad de ejecución de parques eólicos marinos, debe enfatizarse que, a día de hoy, no existe ningún fabricante español que disponga de aerogeneradores diseñados o, cuando menos, adaptados para soportar los severos condicionantes ambientales que exige el mar. Si se decidiese la utilización de aerogeneradores de fabricantes extranjeros con cierta experiencia en instalaciones marinas, deberán extremarse las exigencias y garantías.

4.14.2. Otros suministros.

Aunque de importancia supeditada a la de los equipos principales, es decir, los aerogeneradores, no por ello debe desatenderse la supervisión de otros suministros igualmente imprescindibles para el adecuado funcionamiento del conjunto de las instalaciones proyectadas, como son [Lara Coira, 1999]:

- Subestación e infraestructura eléctrica de alta tensión.
- Infraestructura eléctrica de media tensión.
- Infraestructura eléctrica de baja tensión.
- Redes de puesta a tierra.
- Redes de comunicación y transmisión de datos.
- Sistema informático de supervisión y control (monitorización) del parque eólico.
- Obra civil.
- Control y aseguramiento de calidad.

4.14.3. Aspectos administrativos y económicos.

Durante la ejecución de las obras debe realizarse por parte del promotor el seguimiento de los aspectos legales, administrativos y económicos vinculados a dicha ejecución, así como verificarse el cumplimiento de los hitos y el respeto a las restricciones que hubiesen podido fijarse, con especial atención a los aspectos relacionados con la finalización y recepción de las obras y los procedimientos y requisitos para su autorización administrativa de puesta en marcha y explotación de las instalaciones [Lara Coira, 1999]:

- Limitaciones ambientales de cualquier tipo.
- Derechos de paso y servidumbre.
- Pólizas de seguros. Cobertura de riesgos de construcción.
- Contrato de compraventa de energía eléctrica.
- Inscripción provisional en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial.
- Inscripción en el Registro Industrial.
- Inscripción en el censo y alta en el impuesto de actividades económicas.
- Actas de comprobación de las instalaciones.
- Licencias de apertura y actividad (definitivas).
- Seguro de cobertura de eventuales daños a la red o sistema de distribución de la compañía eléctrica local receptora de la energía producida.
- Seguros de cobertura de principales riesgos y responsabilidad ante terceros en la fase de explotación de las instalaciones.
- Control de certificaciones de obra. Seguimiento y ajuste de las diferentes fases de la inversión. Modificaciones para la adecuación de la financiación, de ser el caso.

4.14.4. Observaciones a la ejecución del parque eólico.

Esta etapa supone la realización del proyecto de aprovechamiento de los recursos eólicos, y deben extremarse las exigencias de calidad en la misma. Por supuesto, es muy recomendable la utilización de empresas especializadas y de reconocida solvencia en la ejecución de la obra civil, de las instalaciones eléctricas y de las instalaciones de control y, por descontado, deben emplearse empresas experimentadas en el montaje de los aerogeneradores, aspecto de la instalación del que suele responsabilizarse el fabricante de dichos aerogeneradores. Es de la máxima importancia contar con una empresa con experiencia en el control de calidad de este tipo de obras. En cualquier caso, deberán solicitarse las referencias de trabajos similares y contrastar el grado de satisfacción de anteriores clientes.

Es también altamente recomendable auditar los resultados de esta etapa, es decir, los resultados de las pruebas reglamentarias (hormigones, puestas a tierra) y no reglamentarias pero que se hubiesen especificado en el control de calidad (control dimensional, verificación de continuidad eléctrica), los informes de eventuales incidencias y las informaciones que pudiesen acompañar a los certificados de fin de obra; en cualquier caso, tales resultados deberán someterse a auditoría a petición de las entidades financieras que participen en el proyecto y por la compañía compradora del parque eólico, de ser el caso [Lara Coira, 1999].

Anteriormente se dejó ya anotado que, en lo que respecta a los parques eólicos marinos, todavía no existe ningún fabricante español que disponga de aerogeneradores diseñados o, cuando menos, adaptados para soportar los severos condicionantes ambientales que exige el mar. Aunque sí existen algunos fabricantes extranjeros con cierta experiencia (Bonus, ahora Siemens Wind, desde 1991; NEG Micon, ahora integrado en Vestas, desde 1994; Vestas, desde 1995; y GE Wind, desde 2000), deben, lógicamente, extremarse las precauciones en este ámbito [BTM Consult ApS, 2005].

4.15. REFINANCIACIÓN.

La refinanciación alude al hecho de que, en aquellos casos en los que el propietario en fase de operación es diferente del propietario inicial, aquél debe asumir las cargas financieras pendientes de éste, ya sea refinanciando el proyecto, ya consiguiendo su propia financiación con la misma entidad o con una entidad diferente de la que financió al propietario inicial.

En el caso de la financiación se hubiese limitado a la etapa de construcción, el promotor y propietario inicial liquidará esta financiación o la traspasará al nuevo propietario en caso de venderse las instalaciones. En este caso, el banco hace su propia identificación de riesgos antes de proceder a la refinanciación, incluido un análisis cuantitativo y cualitativo de los mismos, y establece su propia planificación de la respuesta al riesgo.

Si el responsable de la construcción es el mismo que se hará cargo de la explotación del parque eólico, la financiación acostumbra a haberse planteado para el conjunto del proyecto, como ya se indicó con anterioridad. En esta modalidad de financiación del proyecto, con más razón, si cabe, el banco elabora la identificación de riesgos que, por supuesto, incluye un análisis cuantitativo y cualitativo de tales riesgos, y, en función de los resultados alcanzados en este proceso, establece su propia planificación de respuesta al riesgo. En cualquier caso, por diferentes razones (cambio de los tipos de interés, ampliación de la financiación) puede resultar oportuno proceder a la refinanciación del proyecto.

En el Anexo 4 (Aspectos económicos) de este trabajo se ofrece más y más detallada información sobre todos estos aspectos, incluyendo las referencias bibliográficas más significativas.

4.16. TRANSFERENCIA.

La transferencia consiste, evidentemente, en la realización de las pruebas de funcionamiento y verificación de los protocolos de puesta en marcha, para la entrega de las obras e instalaciones a su propietario. En algunos casos deberá incluirse en esta etapa la formación del personal que va a encargarse de la explotación.

En esta etapa debe tenerse especial cuidado con el seguimiento de la ejecución de los protocolos de puesta en marcha establecidos, verificando el grado de cumplimiento de los requisitos para ello definidos y dejando constancia documental de todo el procedimiento [Lara Coira, 1999].

De la misma forma se realizará el seguimiento de las posibles incidencias que hubiese en la recepción de las instalaciones y, de ser el caso, se reflejarán las mismas y las circunstancias pertinentes en la documentación oportuna.

Finalizado el proceso a satisfacción de las partes se efectuará la recepción provisional de las obras, con las condiciones a que, de ser el caso, hubiese lugar.

Si se hubiese contratado la formación de personal para hacerse cargo de la explotación de las instalaciones tras su puesta en marcha y recepción por el propietario, deberá revisarse cuidadosamente la documentación generada con el programa de formación y entrenamiento específico del personal adscrito, incluida la información sobre las incidencias que hubiesen podido sobrevenir en el desarrollo de tal programa.

Al igual que se ha indicado para el final de la etapa de construcción, es también altamente recomendable auditar los resultados habidos en esta etapa; es decir, se auditarán los resultados de los protocolos de puesta en marcha (curva de potencia de los aerogeneradores, producción del conjunto) y las pruebas de funcionamiento, los informes de eventuales incidencias durante su realización y las informaciones que pudiesen acompañar a las actas de recepción.

En cualquier caso, los resultados alcanzados durante la puesta en marcha deberán someterse a auditoría a petición de las entidades financieras que participasen en el proyecto y, si fuese el caso, por la compañía compradora del parque eólico [Lara Coira, 1999].

4.17. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.

En esta etapa, tras la selección de contratistas, petición y evaluación de ofertas, se procederá a la adjudicación de ofertas y contratación de suministros y servicios para la explotación de las instalaciones.

Se deberá dedicar una atención especial a la revisión y análisis de los aspectos técnicos y legales de los contratos vinculados a las tareas de operación, servicio y mantenimiento del parque eólico, desde su mismo inicio hasta una posible etapa de abandono y demantelamiento, teniendo en cuenta, de ser el caso, la posibilidad de renovación (“repowering”) de las instalaciones. De la misma forma se revisarán el contrato de compraventa de electricidad y las pólizas de seguros contratadas, así como la adecuación de las garantías, penalizaciones e incentivos, en su caso, que se hubiesen establecido [Lara Coira, 1999].

Se debe contar con la colaboración de consultores con experiencia en la selección de contratistas, petición y evaluación de ofertas, que definan e identifiquen los puestos clave para el desarrollo de tal trabajo, seleccionando al personal adecuado a dichos puestos y garantizando la asignación al proyecto del personal elegido hasta la finalización de esta etapa.

En la petición de ofertas es igualmente aconsejable solicitar de los candidatos referencias de los proyectos de parques eólicos realizados, siendo muy aconsejable contrastar con sus anteriores clientes la experiencia al respecto.

4.18. APOYO.

En los primeros momentos de la explotación conviene contar con un apoyo externo al cliente o usuario del parque eólico, máxime si quien va a efectuar la explotación del parque eólico es el propio promotor. Pero incluso en el caso de que el promotor contratase la explotación del parque eólico es igualmente conveniente la contratación de una asesoría externa de apoyo.

Lógicamente, la empresa o el equipo de apoyo debe contar con una amplia experiencia en los aspectos más significativos de la explotación de parques eólicos, desde los aspectos puramente técnicos hasta los aspectos administrativos y de gestión económica y financiera [Lara Coira, 1999].

Al igual que se ha propuesto en otras etapas, se aconseja solicitar referencias de anteriores trabajos y contrastarlas con anteriores clientes o resultados de explotación.

4.19. EXPLOTACIÓN.

En esta fase, tras la selección de contratistas, petición y evaluación de ofertas, se procederá a la adjudicación de ofertas y contratación de suministros y servicios, debiendo tenerse especial cuidado con los siguientes aspectos [Lara Coira, 1999]:

- Revisión de la situación y seguimiento de las autorizaciones, permisos y licencias necesarias para la explotación de las instalaciones, incluso adecuación de los aspectos ambientales –así como de los correspondientes permisos– conforme a la normativa en vigor y los condicionados de las autorizaciones previas. En particular, inscripción definitiva en el Registro de Instalaciones de Producción de Electricidad en Régimen Especial, inscripción en el Registro Industrial, inscripción en el censo y alta en el impuesto de actividades económicas, obtención de las licencias definitivas de apertura y actividad.
- Vigilancia, en particular, de la sujeción a, y actualización, de ser el caso, de los términos y condiciones estipuladas en los documentos que hiciesen referencia a los derechos de paso y servidumbre.
- Seguimiento de los aspectos técnicos en la ejecución de los contratos vinculados a las tareas de operación y mantenimiento, venta de electricidad y pólizas de seguros (cobertura de riesgos de explotación) contratadas. En particular, seguro de cobertura de eventuales daños a la red o sistema de distribución de la compañía eléctrica local receptora de la energía producida, seguros de cobertura de principales riesgos y responsabilidad ante terceros en la fase de explotación de las instalaciones.

- Seguimiento, de ser el caso, de la aplicación de las medidas impuestas para la eventual corrección de los impactos ambientales, incluso verificación por parte de las administraciones públicas competentes. Sujeción y actualización, de ser el caso, de los términos y condiciones estipuladas en las limitaciones ambientales de cualquier tipo.
- Análisis crítico de las eventuales modificaciones introducidas en cualquiera de los aspectos recogidos en las especificaciones de operación, servicio y mantenimiento, y documentos contractuales subsiguientes y verificación de su constatación documental.
- Supervisión y seguimiento de los procedimientos de aseguramiento de la calidad de todos y cada uno de los contratistas.
- Adecuación del avance de los hitos de servicio y mantenimiento a los plazos previstos en el proyecto de explotación y en los contratos concordantes. En particular, expedición y tramitación administrativa de las actas de comprobación periódica de las instalaciones.
- Supervisión de las tareas de operación y mantenimiento, y eventuales reparaciones, durante su ejecución tanto desde los puntos de vista técnico y ambiental como desde el económico, con el adecuado control de las certificaciones de obra y facturas que se presentasen al propietario. Control de las certificaciones de explotación. Modificaciones para adecuación de la financiación, de ser el caso.

Debe hacerse notar que, aunque sean ejecutados por la misma empresa, es habitual diferenciar los contratos de explotación del parque eólico conforme a la siguiente especialización [Lara Coira, 1999]:

- Gestión y administración de las instalaciones del parque eólico, es decir, gestión del parque y sus instalaciones, rutinas de servicio y reparaciones no contempladas en otros contratos específicos (edificio de control, servicios sanitarios, telecomunicaciones, etc.), así como gestión financiera y trabajos de índole administrativa, incluyendo la gestión administrativa y el cumplimiento de los hitos comprometidos con la Administración Pública, de ser el caso.
- Servicio y mantenimiento del parque eólico en su aspectos generales: viales, cunetas, pasos de ganado, cercas, etc.
- Operación y control de explotación del parque eólico.
- Mantenimiento de la subestación transformadora, centros de transformación, cables de media tensión, red subterránea de baja tensión y red de fibra óptica, considerando el mantenimiento preventivo de las instalaciones y el mantenimiento correctivo, así como la reparación de averías.

Esta etapa debe suponer la verificación de la bondad del proyecto de aprovechamiento de los recursos eólicos acometido, y, conforme a las previsiones, provisiones y especificaciones efectuadas, deben extremarse las exigencias de calidad a lo largo de todo su desarrollo. Debe tratar de contarse con empresas especializadas y de reconocida solvencia en la explotación y mantenimiento de parques eólicos. Es de hacer notar que el mantenimiento de las instalaciones eléctricas de alta tensión, por exigencia reglamentaria, debe contratarse con empresas autorizadas por la administración. En cualquier caso,

deberán solicitarse las referencias de trabajos similares y contrastar el grado de satisfacción de anteriores clientes.

Es también altamente recomendable extremar el control de calidad en las rutinas de servicio y mantenimiento de todas las instalaciones y, por descontado, en las reparaciones que hubiesen de efectuarse. En todo caso se deberán auditar los informes de operación y de incidencias de explotación, así como los resultados de operación desde el punto de vista energético [Lara Coira, 1999].

Por lo que atañe a los parques eólicos marinos, con unas interesantes perspectivas de desarrollo, ya se señaló con anterioridad que, de momento, no existe ningún fabricante español que pueda ofrecer aerogeneradores diseñados o, al menos, adaptados para soportar los severos condicionantes ambientales del mar, aunque sí existen fabricantes extranjeros (con la más reciente reestructuración del sector reducidos a los nombres de GE Wind, Siemens Wind y Vestas) que cuentan con cierta experiencia en este ámbito [BTM Consult ApS, 2005].

Por esta razón, unida al hecho de que, hoy por hoy, no existe en España ningún parque eólico marino, los fabricantes españoles carecen de experiencia en la subsanación de los problemas de logística que aparecen cuando se realizan las labores de operación, servicio y mantenimiento en los aerogeneradores emplazados en el mar, por no hablar de eventuales reparaciones, circunstancias a tener bien en cuenta en el planteamiento de cualquier proyecto eólico de este tipo.

Para finalizar este apartado es obligatorio hacer algunos comentarios sobre las posibilidades, cada vez más necesarias y próximas, de desmontar los aerogeneradores con más años de explotación y reemplazarlos por modernos aerogeneradores, de mayor potencia y mejor rendimiento, operación habitualmente designada como “repowering” [BTM Consult ApS, 2005].

Aunque en algunos casos de renovación en parques eólicos existentes alguna mínima parte de sus infraestructuras podría ser aprovechada (caso de los accesos), la mayor parte de las mismas (instalaciones eléctricas, edificio de control, comunicaciones, transformadores y subestación) debería ser desmantelada al no poder adaptarse a la nueva situación. Prácticamente, habría entonces que construir un nuevo parque eólico en el viejo emplazamiento, restaurando además las áreas que hubiesen quedado liberadas de las antiguas instalaciones.

De todas formas, aun en la peor de las perspectivas de cara al “repowering” de un emplazamiento existente, lo que no admite discusión ninguna es que lo más importante es el recurso eólico en tal emplazamiento, por lo que se plantearían pocas dudas para su reutilización.

Otro factor que puede también tener una importancia significativa en la toma de decisiones para la renovación de un parque eólico es el hecho de que las poblaciones próximas al emplazamiento habrán entonces convivido con él una o dos décadas, lo que sin duda facilitará su consentimiento para una nueva y más moderna instalación.

En el capítulo 3 de este trabajo se han comentado algunos aspectos más de este más que previsible futuro de las instalaciones más antiguas, por lo que se remite al mismo para no repetir aquí dichas consideraciones.

La operación de desmantelamiento de instalaciones eólicas existentes y su sustitución por otras de última generación está influenciada por varios factores, siendo el primero la edad de los aerogeneradores, seguido de la calidad del emplazamiento desde el punto de vista eólico. Las posibles dificultades se relacionan básicamente con aspectos puramente técnicos, como puede ser la remoción de las viejas cimentaciones y su sustitución por otras nuevas, o la necesidad de reemplazar las

infraestructuras eléctricas existentes por otras adecuadas a la nueva capacidad proyectada; también podría aparecer dificultades relacionadas con la planificación territorial o la regulación del régimen especial de producción de electricidad, por la actual carencia de disposiciones legales al respecto.

Pese a todas las dificultades y complejidades, está suficientemente claro que la renovación de las primeras generaciones de aerogeneradores abre grandes posibilidades para incrementar de manera notable la potencia eólica instalada, y que es probable que cuando se plantee la renovación de los aerogeneradores que ahora se instalan se pueda reutilizar la mayor parte de la infraestructura anterior, las cimentaciones, los cables y los transformadores de evacuación a la red general, lo que supondrá notables economías en el proceso [BTM Consult ApS, 2005] por lo que este tipo de operaciones es una posibilidad a tener bien presente en los nuevos proyectos de parques eólicos, incluyendo su análisis en el planteamiento de la etapa de explotación.

4.20. ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO.

El cierre de las instalaciones para su abandono, con el consiguiente desmantelamiento de las mismas y consiguiente y obligada restauración ambiental, no es una circunstancia que acostumbre a contemplarse en los proyectos de parques eólicos; sin embargo, desde el punto de vista del análisis de riesgo se entiende como absolutamente necesaria su consideración, puesto que podría presentarse en algún caso y que, por supuesto, lleva asociado un coste económico significativo.

En lo que respecta a los detalles de su realización, se procederá exactamente igual que con cualquier otro proyecto constructivo, sirviendo como referencia al efecto la mayor parte de lo comentado en los párrafos anteriores.

4.21. CONCLUSIÓN.

Como resumen de todo lo expuesto, en el proceso de identificación y análisis del riesgo en un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, se utilizará la siguiente desagregación en fases, sub-fases y etapas, ya presentada al inicio de este capítulo (tabla 4.2) y que se reproduce de nuevo aquí convenientemente completada con una descripción resumida de las diferentes etapas. Cada etapa se analizará conforme a los criterios generales y pautas más adecuadas para, conforme a sus contenidos, proceder a la identificación de posibles amenazas y oportunidades en su desarrollo.

Tabla 4.2: Ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos			
Fases	Sub-fases	Etapas	
Proyecto de inversión	Proyecto de construcción	0 Planificación inicial	Identificación clara de la idea del proyecto, y planificación <i>grosso modo</i> de sus fases, con mayor detalle sobre las fases iniciales (estudio de oportunidad, evaluación del recurso y análisis de viabilidad, incluyendo sus contrataciones).
		1 Contratación para el estudio de oportunidad	Contratación de la empresa que realizará tal trabajo.
		2 Estudio de oportunidad	Análisis preliminar de las posibilidades técnicas y económicas de inversión en aprovechamiento de recursos eólicos.
		3 Contratación para la evaluación del recurso	Contratación de la empresa que realizará tal trabajo.
		4 Evaluación del recurso	Factibilidad técnica: evaluación del recurso eólico, diseño de la implantación de aerogeneradores y elección de su tecnología.
		5 Contratación para el análisis de viabilidad	Contratación de la empresa que realizará tal trabajo.
		6 Análisis de viabilidad	Culminación del diseño conceptual del parque: distribución en planta del conjunto (incluidos accesos, centro de control, subestación y evacuación de energía eléctrica), definición de la estructura de evacuación de electricidad (incluida la subestación) factibilidad legal, económica y financiera.
		7 Financiación	Financiación durante la construcción; si el parque se vende, el propietario inicial liquidará esta financiación o la traspasará al nuevo propietario. En caso contrario, si quien construye también explota, la financiación es para el proyecto.
		8 Planificación detallada	Planificación detallada del proyecto (entre otras cosas, organización del propietario y de las empresas que contrate, tipologías y clausulados contractuales esenciales, o procedimientos de coordinación interna y externa durante el proyecto), cuando ya se toma la decisión de llevarlo adelante, una vez analizada su viabilidad con resultado positivo y obtenida la financiación.
		9 Contratación para la ingeniería de detalle	Contratación de la empresa que realizará tal trabajo; de tratarse de un "llave en mano", se contrataría ingeniería y obra.
		10 Ingeniería de detalle	Según indica el propio nombre de la etapa.
		11 Contratación para la ejecución	Contratación de la empresa que realizará tal trabajo; de tratarse de un "llave en mano", se contrataría ingeniería y obra.
		12 Ejecución	Construcción.
		13 Refinanciación	Cuando el explotador no es el propietario inicial, aquél debe asumir las cargas financieras pendientes de éste, refinanciando el proyecto, o bien conseguir su propia financiación, con entidad o entidades diferentes de las del propietario inicial.
		14 Transferencia	Pruebas, puesta en marcha y entrega de las instalaciones.
		15 Contratación para la explotación	Contratación de la empresa que realizará tal trabajo.
		16 Apoyo	Apoyo al cliente, usuario o explotador en la fase inicial de la explotación.
		17 Explotación	Operación y explotación comercial de las instalaciones.
18 Abandono	Cierre, desmantelamiento, restauración ambiental.		
	Operación		
	Cierre del proyecto de construcción		
	Creación de la instalación		

Capítulo 5

Principales riesgos (amenazas y oportunidades) en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Ya es mucho saber conocer los propios defectos (Gracián)

5.1. INTRODUCCIÓN.

Una vez analizado en el capítulo precedente el ciclo de vida del proyecto de desarrollo de un parque eólico, se pretende en este capítulo identificar los principales riesgos que en tal desarrollo pueden presentarse. Debe aclararse aquí que se han considerado como riesgos tanto las amenazas que pudiesen comprometer la realización del proyecto, perjudicando a sus objetivos, como las oportunidades que podrían igualmente hacerse presentes y permitir una buena concepción y posterior desarrollo del mismo, beneficiando a los objetivos del proyecto.

De manera conceptual, se entiende como riesgo en el proyecto “un acontecimiento o condición incierta que, si ocurriese, tendría un efecto positivo o negativo sobre un objetivo del proyecto”, de acuerdo con la definición establecida en el capítulo undécimo de “A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBok Guide)” [Project Management Institute, 2000].

Dicho en otras palabras, durante el análisis debe plantearse ante cada supuesto riesgo si su ocurrencia presenta algún tipo de incertidumbre, o bien si el mero hecho de aparecer en el proyecto ya garantiza (es decir, 100% de probabilidad de ocurrencia) unas consecuencias perjudiciales o beneficiosas para el proyecto, caso en el que no se trataría de un riesgo sino de un problema o ventaja, organizativa, técnica o económica frecuente en el sector. Lo anterior no implica olvidarse de los problemas que no suponen incertidumbre.

En los apartados siguientes se procede al análisis de las etapas del proyecto establecidas en el capítulo precedente, identificando de manera general los riesgos que en ellas pueden aparecer.

Conviene aquí precisar que el análisis que se lleva a cabo es válido no sólo para los proyectos de parques eólicos implantados en tierra firme, sino también para los proyectos de parques eólicos marinos que, aunque todavía no demasiado frecuentes, deben conocer un significativo desarrollo en los próximos años, como en otro lugar de este trabajo ha quedado mencionado.

5.2. PLANIFICACIÓN INICIAL.

Un exceso de optimismo sobre las posibilidades reales de éxito del proyecto (sobrevalorando la diligencia en la concesión de licencias, minorando los costes de inversión, o mayorando los resultados económicos de la explotación), por experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (aunque a veces existe una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, es la primera vez que se introduce en el negocio eólico), puede llevar a minusvalorar las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto, con las dificultades de todo tipo que de esta circunstancia pueden derivarse.

De manera similar, el desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, de las alternativas de contratación para dichas tareas, de los aspectos legales que le afectan, o de las particularidades de su financiación, igualmente por experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (aunque la tenga en otros), puede llevar a una planificación inadecuada o inexistente en el estudio de oportunidad, en la evaluación del recurso o en el análisis de la viabilidad.

También por una experiencia insuficiente en este tipo de proyectos (por mucha experiencia que tenga en otros), puede dar lugar a que el alcance del proyecto (las necesidades del mismo, las actividades de éste; por ejemplo, ser consciente de que es necesario analizar la accesibilidad del emplazamiento y las posibilidades de evacuación de energía) no esté plenamente entendido por el promotor, ni adecuadamente descrito, o a que presente vaguedades en su línea definitoria, y no comprenda la totalidad necesaria y exigible de datos para poder contratar correctamente la evaluación del recurso, el análisis de la viabilidad o la ingeniería de detalle, con la consecuencia de carencias en la documentación para petición de ofertas de la evaluación del recurso, del análisis de viabilidad o de la ingeniería de detalle que llevan a deficiencias en dichas contrataciones, y subsiguientes retrasos en esas tres actividades técnicas.

Por otra parte, las indefiniciones en el marco general de la política energética que llevan a exceso de burocracia en las autoridades administrativas, o exceso de intervencionismo estatal en las autorizaciones, podría traducirse en una falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no solucionar problemas que puedan surgir, por ejemplo con la compañía eléctrica; o franca oposición al proyecto), en la carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente, o en la incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente); podría igualmente traducirse en problemas (solicitud de información adicional para la que no existe exigencia legal, y que, en principio, no se había exigido ni parecía necesaria) y lentitud en la obtención de permisos y licencias o en excesiva complejidad de aprobación del permiso de investigación del recurso, del proyecto constructivo, de la declaración de impacto ambiental, y de la licencia de obra. Cualquiera de estos inconvenientes supondría, sin duda, dificultades y aun inviabilidad del proyecto, y, en el caso menos grave, retrasos e incluso exigencias de cambios en el proyecto.

Desde el punto de vista de las oportunidades, la experiencia relevante del promotor en este tipo de proyectos conduciría a la seguridad en el análisis de las circunstancias que enmarcan los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en un determinado contexto, por lo que el conocimiento de los aspectos técnicos del aprovechamiento eólico y del marco legal de referencia y desarrollo, así como la adecuación a las características de producción en régimen especial, permitiría una buena concepción del proyecto y facilitaría su posterior desarrollo.

La integración del fabricante de aerogeneradores en el equipo de diseño, incluyendo desde la planificación inicial hasta la ingeniería de detalle y ejecución, llevaría consigo la defensa de intereses comunes al propietario y al fabricante de los aerogeneradores y debería traducirse en facilidad en la concepción, diseño y ejecución del proyecto, con las ventajas que tal oportunidad supone para el conjunto del proyecto.

En algunos casos, y también como factor que origina oportunidades, la administración puede estar interesada en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o adquiere dicho interés en etapas intermedias del mismo. Tal interés se consolidaría con el apoyo de las administraciones públicas, ya en forma de disposiciones concretas que favorecen los aprovechamientos eólicos, ya

con simplificaciones en la planificación o con la garantía del marco legal y tarifario de la producción de energía eléctrica asociado al aprovechamiento de recursos eólicos. Ello supondría la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.

Debe tenerse también en cuenta la posibilidad de que se produzcan situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica, ... En estas circunstancias las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente, con lo que las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también el apoyo de la administración al mismo.

Por último, también desde el punto de vista de los factores que originan oportunidades, cabe considerar el caso en el que el promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración pública. Si la administración es receptiva a tal propuesta, el promotor obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde. Ello debería traducirse en la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto, la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo y, en definitiva, la acotación de la rentabilidad del proyecto.

Es evidente que los tres factores que pueden originar oportunidades para el proyecto que se han recogido en estos tres últimos párrafos, es decir, interés de la administración, situaciones externas que beneficien al proyecto e, incluso, el hecho de que el promotor aparezca como pionero en un determinado ámbito (regional, municipal, industrial, ambiental, etc.) pueden aparecer en cualquier momento del desarrollo del proyecto y, convenientemente aprovechados, resultar altamente beneficiosos para el mismo, por lo que deberán ser tenidos en cuenta en todas sus etapas aunque no se vuelva a reiterar su enunciado a lo largo de este capítulo.

5.3. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del estudio de oportunidad, ya sea por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, ya por insuficiente experiencia en la gestión de contratación, puede dar lugar a deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, por falta de personal cualificado o con experiencia, por incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, por encontrarse personal clave con dedicación en varios proyectos o por cambios en personal de experiencia o responsabilidad.

En algunas ocasiones, las imposiciones por parte del cliente o por parte de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros, pueden dar lugar a una contratación inadecuada. También la precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo, puede dar lugar a una contratación inadecuada. En ambos casos, la causa puede ser tanto la inexperiencia del cliente, o una experiencia insuficiente en la gestión de contratación, como la existencia de condicionantes, internos o externos de la contratación.

En ocasiones, las limitaciones presupuestarias, sin una renuncia pareja en parte del alcance del proyecto, lleva a que se contemple el precio como único criterio de adjudicación, a que se acepten bajas significativas en la negociación de la oferta (sea

por ingenuidad, malicia o desconocimiento de las posibles consecuencias), a que se presione para reducir el beneficio del contratista, a que se utilicen las ofertas más bajas para presionar a los otros ofertantes (“bid-shopping”), o a un desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas). Las posibles consecuencias serán retrasos del contratista por la búsqueda de personal y empresas más económicos, la merma de la calidad (con defectos a subsanar en la ejecución o en la explotación) o, incluso, el abandono de la obra por parte del contratista y los problemas para continuarla con un nuevo contratista hasta haber liquidado al principal.

En el otro extremo, la experiencia del promotor en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, su conocimiento de los aspectos técnicos y del marco legal y económico, aumenta las posibilidades de una buena contratación para llevar a cabo el estudio de oportunidad.

5.4. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

El exceso de optimismo sobre las posibilidades reales de éxito del proyecto, en lo referente a la concesión de licencias, los costes de inversión o los resultados económicos de la explotación, por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, puede traducirse en la minusvaloración de las dificultades y riesgos en el desarrollo de este tipo de proyectos.

También la falta de experiencia del promotor en este tipo de proyectos, con el desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, las alternativas de contratación para tales tareas, los aspectos legales que le afectan y las particularidades de su financiación pueden llevar a una planificación inadecuada o inexistente del estudio de oportunidad.

En algunas ocasiones, la falta o inadecuación de estructura organizativa, coordinación entre promotores, diferencia de cultura empresarial entre asociados o falta de experiencia en el desarrollo de proyectos de parques eólicos, lleva a minusvalorar la importancia de algunas tareas y contrataciones del proyecto, con la consecuencia de defectos en el estudio de oportunidad o en el análisis de la viabilidad que llevan a una estrategia de contratación inadecuada, dejando, por ejemplo, la evaluación del recurso eólico en manos de analistas sin experiencia.

La falta de carácter o capacidad, la dispersión o desagregación de la autoridad o las deficiencias de liderazgo en la promoción del proyecto, pueden llevar a indefiniciones o desacuerdos en la ingeniería básica o de detalle del proyecto, como, por ejemplo, en aquellos casos en los que el propietario desea imponer ciertos criterios de diseño sin tener el conocimiento y experiencia necesarios para ello.

Cuando el alcance del proyecto, dicho de otra forma, las necesidades del mismo y sus actividades (por ejemplo, entender que es imprescindible analizar la accesibilidad del emplazamiento y las posibilidades de evacuación de energía) no está plenamente entendido por el promotor, ni adecuadamente descrito, o presenta vaguedades en su línea definitoria, y no comprende la totalidad necesaria y exigible de datos para poder contratar correctamente la evaluación del recurso, el análisis de la viabilidad o la ingeniería de detalle, son difícilmente evitables las carencias en la documentación para petición de ofertas de la evaluación del recurso, del análisis de la viabilidad o de la ingeniería de detalle, lo que, sin discusión, lleva a deficiencias en dichas contrataciones, con retrasos en esas tres actividades técnicas.

Las indefiniciones en el marco general de la política energética, con la consiguiente falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no

solucionar los problemas que pudiesen surgir, por ejemplo, con la compañía eléctrica), la carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o, en general, la producción independiente de electricidad, o, sencillamente, la incoherencia o contradicciones entre diferentes políticas gubernamentales, como pueden ser las de industria y las de ambiente, pueden arrastrar importantes dificultades y suponer aun la inviabilidad del proyecto.

Por contra, la existencia de un acuerdo entre el promotor y algún tecnólogo (fabricante de aerogeneradores) puede suponer una importante facilidad en el estudio de oportunidad, e incluso en algunas de las etapas posteriores de desarrollo del proyecto.

De la misma manera, el acuerdo previo con la compañía eléctrica que opere en la zona prevista para el proyecto, puede ayudar tanto en la etapa del estudio de oportunidad como en el posterior análisis de viabilidad.

El apoyo de las administraciones públicas, la existencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos, o las simplificaciones en la planificación territorial, pueden suponer la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto, de gran importancia en el estudio de oportunidad.

Relacionado con este último aspecto, la garantía de un marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos, ayuda a reducir las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando mejor la rentabilidad del proyecto.

5.5. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la evaluación del recurso, ya sea por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, ya por insuficiente experiencia en la gestión de contratación, puede dar lugar a deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, por falta de personal cualificado o con experiencia, por incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, por encontrarse personal clave con dedicación en varios proyectos o por cambios en personal de experiencia o responsabilidad.

En algunas ocasiones, las imposiciones por parte del cliente o por parte de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros, pueden dar lugar a una contratación inadecuada. También la precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo, puede dar lugar a una contratación inadecuada. En ambos casos, la causa puede ser tanto la inexperiencia del cliente, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación como la existencia de condicionantes, internos o externos de la contratación.

En ocasiones, las limitaciones presupuestarias, sin una renuncia pareja en parte del alcance del proyecto, lleva a que se contemple el precio como único criterio de adjudicación, a que se acepten bajas significativas en la negociación de la oferta (sea por ingenuidad, malicia o desconocimiento de las posibles consecuencias), a que se presione para reducir el beneficio del contratista, a que se utilicen las ofertas más bajas para presionar a los otros ofertantes (“bid-shopping”), o a un desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas). Las posibles consecuencias serán retrasos del contratista por la búsqueda de personal y empresas más económicos, la merma de la calidad (con defectos a subsanar en la ejecución o en la explotación) o, incluso, el

abandono de la obra por parte del contratista y los problemas para continuarla con un nuevo contratista hasta haber liquidado al principal.

En el otro extremo, la experiencia del promotor en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, su conocimiento de los aspectos técnicos y del marco legal y económico, aumenta las posibilidades de una buena contratación para llevar a cabo el análisis de recursos.

La falta de experiencia del promotor en el desarrollo de proyecto eólicos, puede traducirse en un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de recursos eólicos, con falta de calidad en los equipos de medida, deficiencias en el montaje de la estación meteorológica o errores en la operación de la estación y recogida de datos, que se traducen en retrasos, falta de calidad o carencias en los datos meteorológicos utilizados para la definición del proyecto.

Las mismas razones podrían ocultar la desagradable sorpresa de inexistencia de repuestos para la estación meteorológica en caso de averías, o el retraso en la entrega de los mismos por parte del proveedor, con el resultado de pérdida de datos meteorológicos en caso de necesidad de sustitución inmediata.

De la misma forma, un inadecuado proceso de contratación por inexperiencia del promotor en este tipo de proyectos, podría llevar a su vez a deficiencias o falta de calidad o experiencia en el analista que ha de realizar la evaluación de recursos eólicos, con las consecuencias de la inadecuación o insuficiencia de los datos para el diseño, errores o impericia en el tratamiento de dichos datos o en el diseño de la disposición de aerogeneradores en el parque eólico diseñado, con el resultado de una mala definición del proyecto, deficiencias en el estudio de previsiones de producción y escasa fiabilidad de las proyecciones a largo plazo.

En otras ocasiones, un período corto de mediciones del recurso eólico por inexperiencia del analista puede llevar a una estimación optimista del recurso eólico y, por consiguiente, de la producción de electricidad, con repercusión sobre la previsión de ingresos y el análisis de viabilidad.

Otra posibilidad desagradable es la de que el técnico en la evaluación del recurso seleccione aerogeneradores (en lo que respecta a su curva de potencia, altura de buje, sistema de captación y orientación, o protocolos de funcionamiento) inadecuados para las condiciones (ya de viento, ya de topografía u obstáculos) del emplazamiento elegido, lo que llevaría a que la solución técnica propuesta no fuese la óptima a efectos de producción o costes de inversión.

En el extremo contrario, la experiencia del promotor en proyectos eólicos tiene una elevada probabilidad de la adecuación en la contratación del equipo responsable de la evaluación de recursos eólicos, con la consecuencia de una buena evaluación de los recursos y una estimación fiable del potencial eólico, reduciendo los riesgos de rentabilidad del proyecto.

5.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO.

La falta de experiencia del promotor en este tipo de proyectos, con el desconocimiento del conjunto de tareas que abarca la evaluación del recurso, puede llevar a una planificación inadecuada o inexistente de esta etapa del proyecto.

Por contra, la existencia de un acuerdo entre el promotor y algún tecnólogo (fabricante de aerogeneradores) puede suponer una importante facilidad en la

evaluación del recurso, e incluso en algunas de las otras etapas posteriores de desarrollo del proyecto.

La aparición de problemas con los permisos para la instalación de la estación meteorológica al denegar dichos permisos el propietario del terreno o el propio Ayuntamiento por conflictos de intereses, al no poder conseguir las contraprestaciones deseadas, puede suponer dificultades de acceso al emplazamiento elegido para dicha instalación, con retrasos en la recogida de datos meteorológicos, imprescindibles para la evaluación del recurso y para el análisis de viabilidad del proyecto.

El robo de materiales o equipos para la toma de datos meteorológicos durante su instalación o su funcionamiento, el vandalismo o el sabotaje de dichos equipos (a veces por desacuerdo o rechazo de grupos ecologistas o de otros grupos de presión, por ejemplo, de los propietarios de terrenos afectados o de la misma competencia eólica), podría igualmente suponer retrasos o pérdida de datos meteorológicos, como queda dicho, imprescindibles para la evaluación del recurso y para el análisis de viabilidad del proyecto.

De forma similar, unas condiciones meteorológicas adversas en el emplazamiento, con la posibilidad de tormentas eléctricas que inutilizan los sensores o el registrador, o que aun derriban la torre, o la aparición de vientos violentos que pueden también derribar la torre, o la formación de hielo en los sensores, que los inutiliza temporalmente o provoca errores en el registro por un mal funcionamiento, o la formación de hielo en los sensores de la torre, que pueden terminar aflojándose con el peso, con la consecuencia de la probable caída de la torre, suponen riesgos al desarrollo del proyecto en esta etapa.

Cuando, también por falta de experiencia del promotor en este tipo de proyectos, se prescinde de auditar el informe que resulta del análisis del recurso eólico en el emplazamiento, y que debe incluir la evaluación de recursos eólicos, la selección de aerogeneradores, la distribución en planta y las estimaciones de producción, para su uso en la toma de la decisión de invertir, cabe la posibilidad de que no se detecten posibles errores en la estimación de recursos a corto y a largo plazo (incluyendo la correlación con estaciones de referencia), en la selección de aerogeneradores o en la definición y distribución en planta del proyecto del parque eólico, con los perjuicios que de ello se derivarían para el buen desarrollo del proyecto.

Por contra, la experiencia del promotor en este tipo de proyectos probablemente le aconsejará auditar convenientemente la caracterización y el diseño propuestos para el parque eólico, con lo que, sin duda, se podrían detectar y corregir posibles deficiencias, reduciéndose los riesgos a ellas asociados.

5.7. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad, ya sea por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, ya por insuficiente experiencia en la gestión de contratación, puede dar lugar a deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, por falta de personal cualificado o con experiencia, por incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, por encontrarse personal clave con dedicación en varios proyectos o por cambios en personal de experiencia o responsabilidad.

En algunas ocasiones, las imposiciones por parte del cliente o por parte de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros, pueden dar lugar a una contratación inadecuada. También la precipitación

o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo, puede dar lugar a una contratación inadecuada. En ambos casos, la causa puede ser tanto la inexperiencia del cliente, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación como la existencia de condicionantes, internos o externos de la contratación.

En ocasiones, las limitaciones presupuestarias, sin una renuncia pareja en parte del alcance del proyecto, lleva a que se contemple el precio como único criterio de adjudicación, a que se acepten bajas significativas en la negociación de la oferta (sea por ingenuidad, malicia o desconocimiento de las posibles consecuencias), a que se presione para reducir el beneficio del contratista, a que se utilicen las ofertas más bajas para presionar a los otros ofertantes (“bid-shopping”), o a un desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas). Las posibles consecuencias serán retrasos del contratista por la búsqueda de personal y empresas más económicos, la merma de la calidad (con defectos a subsanar en la ejecución o en la explotación) o, incluso, el abandono de la obra por parte del contratista y los problemas para continuarla con un nuevo contratista hasta haber liquidado al principal.

En el otro extremo, la experiencia del promotor en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, su conocimiento de los aspectos técnicos y del marco legal y económico, aumenta las posibilidades de una buena contratación para llevar a cabo el análisis de viabilidad.

La inexperiencia del promotor en el desarrollo de este tipo de proyectos, que puede traducirse en un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de la viabilidad del proyecto, podría, a su vez, dar lugar a la carencia de documentación, o falta de su actualización, sobre instalaciones (torres de telecomunicaciones, líneas eléctricas, vías de comunicación, gasoductos, etc.) existentes en la zona prevista para el emplazamiento del parque eólico, o unos datos inadecuados o poco precisos (por ejemplo, en la localización exacta de un gasoducto o cualquier otra infraestructura subterránea) y originarían un diseño incompleto o defectuoso, por lo que éste debería completarse o rehacerse para poder desarrollar adecuadamente la ingeniería de detalle.

De las mismas causas puede derivarse la superficialidad en el estudio de la accesibilidad al emplazamiento, posibles problemas de intercomunicación entre las diferentes localizaciones de conjuntos de aerogeneradores (por ejemplo, en un parque eólico distribuido en varias colinas próximas), o la impericia de los técnicos que plantean los accesos (con pendientes o radios de curvatura inadecuados), lo que obligaría a la redefinición de los mismos para su desarrollo.

Igualmente, la falta de información sobre posibles limitaciones ambientales, urbanísticas o singulares (radioeléctricas, deportivas, o de máxima potencia instalada), así como sobre la existencia de explotaciones, obras o instalaciones adyacentes incompatibles con el proyecto (minería, silvicultura, ganadería) o sobre la titularidad y disponibilidad de los terrenos, podría derivar en la incompatibilidad del diseño con las normas o regulaciones locales y las consecuentes restricciones al desarrollo del proyecto, con la posible reducción de su alcance y rentabilidad, que podría incluso decidir su abandono.

La subestimación de los costes de mantenimiento de equipos e instalaciones, las imprecisiones en la estimación de los costes de renovación de equipos, con la repercusión en los costes de explotación a medio y largo plazo, la potencial disminución de la rentabilidad, y las tensiones en la financiación, podrían ser otras consecuencias de una selección o contratación inadecuada del equipo responsable

del análisis de la viabilidad del proyecto derivada de la falta de experiencia del promotor.

La falta de experiencia del promotor y el inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, o bien la falta de rigor del promotor o de la entidad financiera a la hora de comprobar que la financiación definitiva se corresponde con, o mejora, la planificación financiera realizada en el estudio de viabilidad, podría traducirse en la interrupción del flujo de caja por defectos no detectados en la financiación (tesorería), y ello llevaría a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supondría una disminución del período de vida útil de las máquinas o de sus partes, una disminución del rendimiento y, por consiguiente, una peor calidad de la explotación del parque eólico y unas mermas en la rentabilidad de dicha explotación.

Por el contrario, un promotor con experiencia que proceda a seleccionar y contratar adecuadamente el equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, podrá posiblemente contar con una mejor adecuación del plan financiero, lo que, sin discusión, reduce los riesgos de sobresaltos y tensiones de tesorería durante la explotación de las instalaciones, reduciendo sobrecostes y mejorando su rentabilidad.

Como última consideración en esta etapa, el coste de abandono no se acostumbra a tener en cuenta en absoluto, o no de la manera adecuada, en el modelo de análisis de la rentabilidad (viabilidad), ya que, en general, no se prevé dicha posibilidad. Sin embargo, la tecnología a futuro tiende a aerogeneradores de mayor tamaño, lo que supondría unas mayores cimentaciones y colocadas a mayores distancias, es decir, en el mismo emplazamiento pero en ubicaciones diferentes a las de las actuales; ello puede trastocar los cálculos de rentabilidad, ante la obligación, incluso aunque se siguiese explotando el parque eólico, pero con nuevos aerogeneradores, de eliminar las cimentaciones actuales y restaurar el terreno. Una buena contratación en esta etapa posibilitaría la incorporación de estas consideraciones al análisis de viabilidad.

Un promotor experimentado podría exigir en su contratación que en el análisis de viabilidad se contemplase la posibilidad de una etapa de abandono y desmantelamiento o la adecuación del parque eólico a los nuevos aerogeneradores.

5.8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

La falta de experiencia del promotor en este tipo de proyectos, con el desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, las alternativas de contratación para tales tareas, los aspectos legales que le afectan y las particularidades de su financiación pueden llevar a una planificación inadecuada o inexistente del análisis de viabilidad.

Las indefiniciones en el marco general de la política energética, con la consiguiente falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no solucionar los problemas que pudiesen surgir, por ejemplo, con la compañía eléctrica), la carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o, en general, la producción independiente de electricidad, o, sencillamente, la incoherencia o contradicciones entre diferentes políticas gubernamentales, como pueden ser las de industria y las de ambiente, pueden arrastrar importantes dificultades y suponer aun la inviabilidad del proyecto.

Por contra, la existencia de un acuerdo entre el promotor y algún tecnólogo (fabricante de aerogeneradores) puede suponer una importante facilidad en el análisis de viabilidad.

De la misma manera, el acuerdo previo con la compañía eléctrica que opere en la zona prevista para el proyecto, puede ser de gran ayuda en la realización del análisis de viabilidad.

El apoyo de las administraciones públicas, la existencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos, o las simplificaciones en la planificación territorial, pueden suponer la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto, clarificando no pocas indefiniciones en el análisis de viabilidad.

Relacionado con este último aspecto, la garantía de un marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos, ayuda a reducir las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando mejor la rentabilidad del proyecto.

La falta de experiencia global del promotor, la desidia por acumulación de trabajo, o los desacuerdos entre socios, pueden ocasionar retrasos innecesarios en la toma de decisiones complejas por parte del promotor (por ejemplo, en el tipo o características específicas del aerogenerador) que arrastrarían retrasos en el análisis de viabilidad del proyecto.

También por falta de experiencia del promotor en proyectos similares, o experiencia insuficiente, podría prescindirse de auditar el diseño completo del parque eólico que resulta del análisis de la viabilidad (distribución en planta, accesos y viales, infraestructura eléctrica, sistema de evacuación e interconexión), y podría arrastrarse una falta de idoneidad del diseño básico del parque eólico que llevase a problemas en la realización de la ingeniería de detalle.

Un excesivo solape entre las etapas de análisis de la viabilidad e ingeniería de detalle, por insuficiente experiencia del promotor, podría dar lugar a que, al solaparse dichas etapas, se generasen posibles indecisiones (por ejemplo, sobre la tensión de evacuación a la red, o sobre el tipo de aerogenerador, entre otras); podrían existir modificaciones en el diseño conceptual, ya externas (por ejemplo, que la compañía eléctrica cambiase la arquitectura de red) ya internas (por ejemplo, que el cliente, al recibir una oferta muy favorable -en coste o garantía- de otro tipo de aerogeneradores, modificase su elección); por cualquiera de dichas causas, se originarían retrasos, indefiniciones y errores, obligando al rediseño en la ingeniería de detalle.

Un exceso de burocracia en las autoridades administrativas, o un exceso de intervencionismo estatal en las autorizaciones, podría acarrear problemas (solicitud de información adicional para la que no existe exigencia legal, y que, en principio, no se había exigido ni parecía necesaria) y lentitud en la obtención de permisos y licencias o complejidad de aprobación del permiso de investigación del recurso, del proyecto constructivo, de la declaración de impacto ambiental, o de la licencia de obra, con retrasos e incluso exigencias de cambios en el proyecto.

Por falta de experiencia general del promotor, podría prescindirse de auditar los aspectos financieros que resultan del análisis de la viabilidad, con el riesgo de detección de potenciales sobrecostes al contrastar la viabilidad del proyecto durante o tras la realización de la ingeniería de detalle, sobrecostes debidos a problemas en el análisis de la viabilidad, por errores, estimaciones optimistas o falta de rigor en el análisis de los costes de inversión, inadecuación en la estimación de costes por imprevistos, carencias en el estudio de costes de operación, mantenimiento y reacondicionamiento, o imprecisiones en el análisis de sensibilidad financiera.

5.9. FINANCIACIÓN.

La falta de experiencia del promotor y el inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, o bien la falta de rigor del promotor o de la entidad financiera a la hora de comprobar que la financiación definitiva se corresponde con, o mejora, la planificación financiera realizada en el estudio de viabilidad, podría traducirse en la interrupción del flujo de caja por defectos no detectados en la financiación (tesorería), y ello llevaría a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supondría una disminución del período de vida útil de las máquinas o de sus partes, una disminución del rendimiento y, por consiguiente, una peor calidad de la explotación del parque eólico y unas mermas en la rentabilidad de dicha explotación.

Por el contrario, un promotor con experiencia que proceda a seleccionar y contratar adecuadamente el equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, podrá posiblemente contar con una mejor adecuación del plan financiero, lo que, sin discusión, reduce los riesgos de sobresaltos y tensiones de tesorería durante la explotación de las instalaciones, reduciendo sobrecostes y mejorando su rentabilidad.

5.10. PLANIFICACIÓN DETALLADA.

Las indefiniciones en el marco general de la política energética, con la consiguiente falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no solucionar los problemas que pudiesen surgir, por ejemplo, con la compañía eléctrica), la carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o, en general, la producción independiente de electricidad, o, sencillamente, la incoherencia o contradicciones entre diferentes políticas gubernamentales, como pueden ser las de industria y las de ambiente, pueden arrastrar importantes dificultades y suponer aun la inviabilidad del proyecto.

La falta de experiencia del promotor en proyectos de cierta complejidad, puede dar lugar a que no exista realmente una dirección del proyecto o una figura de coordinador de ingeniería, o a un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de dicha dirección o coordinación, con la consecuencia de que la falta de coordinación entre consultores en la ingeniería de detalle origina retrasos, indefiniciones y errores, obligando muchas veces al rediseño. A este respecto, hay que tener en cuenta que, como mínimo, la ingeniería de obra civil suele contratarse aparte del resto de la obra; es bastante frecuente que se preparen cuatro paquetes: aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica e infraestructura de comunicaciones (supervisión y control mediante fibra óptica).

Si no existe una función real de gestión de la calidad ni un programa de aseguramiento de la calidad sino, meramente, un control de calidad en la ejecución, o en caso de una planificación defectuosa del proyecto o un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la dirección facultativa, podrían aparecer defectos en el sistema de control de costes, con escaso control de las certificaciones de obra y posibles desviaciones presupuestarias.

Cuando por falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación no se contrata un control de calidad en la ejecución, o se cede al contratista el control de calidad en la ejecución, se corre un riesgo elevado de encontrarse con defectos de ejecución, o vicios ocultos en la obra.

Una inadecuada planificación financiera del proyecto, combinada o no con limitaciones presupuestarias, podría acarrear la carencia de financiación suficiente

para evitar retrasos ante imprevistos en la ejecución, con la consecuencia de una financiación fragmentada y no coordinada, la interrupción del flujo de caja durante la ejecución por defectos no detectados en la financiación (tesorería). Como ejemplo, podrían aparecer problemas de este tipo a la hora del pago de impuestos, en concreto, del I.V.A., y, como consecuencia de ello, retrasos en los pagos al contratista, que evidentemente afectarían al desarrollo de la construcción.

De manera similar, si bien con consecuencias ya en la etapa de explotación, una inadecuada planificación financiera del proyecto, combinada o no con limitaciones presupuestarias, podría acarrear la carencia de financiación suficiente para evitar pérdidas de producción, con la consecuencia de una financiación fragmentada y no coordinada, la interrupción del flujo de caja durante la explotación por defectos no detectados en la financiación (tesorería). Como ejemplo, podrían aparecer problemas de este tipo a la hora del pago de impuestos, en este caso, el I.V.A. e impuesto de sociedades. O bien, como otro ejemplo, cuando llega el momento de realizar las operaciones de mantenimiento (sustitución de subsistemas: palas, multiplicadores, sistema de control, ejes, entre otros). En cualquiera de los casos, como consecuencia de ello, surgirían retrasos en las reparaciones, lo que disminuiría la producción y, por consiguiente, la rentabilidad del proyecto.

También por falta de experiencia del promotor en proyectos de cierta complejidad y una consiguiente planificación defectuosa del proyecto, podría efectuarse una mala planificación de compras a causa de errores u omisiones del propietario en la estrategia de distribución del riesgo o el aseguramiento y en la comprobación de los clausulados contractuales (problemas de exceso o defecto de cobertura), que ocasionaría retrasos y sobrecostes en el proyecto e, incluso, aumento de la cantidad a financiar (por ejemplo, el promotor olvida solicitar que la oferta de turbinas incluya un seguro de transporte y montaje, responsabilidad civil y lucro cesante; o bien no existe cobertura de lucro cesante por retrasos en la puesta en marcha). Podrían también aparecer errores u omisiones en la definición contractual de los motivos de fuerza mayor que, cuando se produjese el riesgo, llevarían a conflictos sobre la responsabilidad de la reparación y, por tanto, a retrasos y sobrecostes.

Una inadecuada planificación contractual relativa al proceso de apoyo durante la etapa inicial de la operación, por inexperiencia del promotor en la gestión de contratación, podría originar que no se exigiese contractualmente la documentación sobre incidencias que pudiese generarse durante la formación y entrenamiento específico del personal de operación, servicio y mantenimiento de las instalaciones, hecho del que podrían derivarse mermas en la producción.

De manera similar, una inadecuada planificación contractual relativa a la explotación y mantenimiento del parque eólico podría acarrear errores o, sobre todo, omisiones en el alcance contractual de los contratos de gestión y administración, operación y control de explotación del parque eólico, o en los contratos de servicio y mantenimiento de aerogeneradores, accesos, emplazamiento e instalaciones (subestación, alta y baja tensión, puestas a tierra, comunicaciones). En consecuencia, podrían producirse incidencias en la explotación (problemas en los accesos por incidencias climáticas, averías en equipos, necesidades de servicio y mantenimiento de los mismos), a las que el promotor no puede enfrentarse de inmediato y ello daría lugar a mermas en la producción y en la rentabilidad.

Por el contrario, un promotor con experiencia que proceda a seleccionar y contratar adecuadamente el equipo responsable de la planificación detallada del proyecto, podrá posiblemente contar con una mejor adecuación del plan de construcción y explotación del parque eólico, reduciendo sobrecostes y mejorando su rentabilidad.

5.11. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle, ya sea por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, ya por insuficiente experiencia en la gestión de contratación, puede dar lugar a deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, por falta de personal cualificado o con experiencia, por incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, por encontrarse personal clave con dedicación en varios proyectos o por cambios en personal de experiencia o responsabilidad.

En algunas ocasiones, las imposiciones por parte del cliente o por parte de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros, pueden dar lugar a una contratación inadecuada. También la precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo, puede dar lugar a una contratación inadecuada. En ambos casos, la causa puede ser tanto la inexperiencia del cliente, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación como la existencia de condicionantes, internos o externos de la contratación.

En ocasiones, las limitaciones presupuestarias, sin una renuncia pareja en parte del alcance del proyecto, lleva a que se contemple el precio como único criterio de adjudicación, a que se acepten bajas significativas en la negociación de la oferta (sea por ingenuidad, malicia o desconocimiento de las posibles consecuencias), a que se presione para reducir el beneficio del contratista, a que se utilicen las ofertas más bajas para presionar a los otros ofertantes (“bid-shopping”), o a un desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas). Las posibles consecuencias serán retrasos del contratista por la búsqueda de personal y empresas más económicos, la merma de la calidad (con defectos a subsanar en la ejecución o en la explotación) o, incluso, el abandono de la obra por parte del contratista y los problemas para continuarla con un nuevo contratista hasta haber liquidado al principal.

En el otro extremo, la experiencia del promotor en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, su conocimiento de los aspectos técnicos y del marco legal y económico, aumenta las posibilidades de una buena contratación para llevar a cabo la ingeniería de detalle.

La falta de experiencia del promotor en proyectos de cierta complejidad, puede dar lugar a que no exista realmente una dirección del proyecto o una figura de coordinador de ingeniería, o a un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de dicha dirección o coordinación, con la consecuencia de que la falta de coordinación entre consultores en la ingeniería de detalle origina retrasos, indefiniciones y errores, obligando muchas veces al rediseño. A este respecto, hay que tener en cuenta que, como mínimo, la ingeniería de obra civil suele contratarse aparte del resto de la obra; es bastante frecuente que se preparen cuatro paquetes: aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica e infraestructura de comunicaciones (supervisión y control mediante fibra óptica).

El inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle, por falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación, podría acarrear una mala calidad del proyecto constructivo, con deficiencias en el diseño, plan de obra y especificaciones del conjunto de las instalaciones, mezquindad en el estudio geotécnico o pobreza en el estudio de impacto ambiental (incluida la parte de análisis arqueológico), falta de rigor o calidad

en la documentación técnica, errores y omisiones en cálculos, dimensionamientos o mediciones, incoherencias entre documentos del proyecto de detalle, estimaciones optimistas de precios de contratación, imprecisión o indefiniciones en los detalles (unidades de obra, especificaciones), impericia y superficialidad en el establecimiento de los plazos de ejecución.

Las mismas causas podrían originar la falta de directrices y procedimientos de gestión, carencias en el control de cambios a lo largo de la ingeniería de detalle y otros problemas de descoordinación que llevarían a que las documentaciones presentadas para obtención de permisos (diferentes permisos a conceder por Ayuntamiento, organismo ambiental, organismo de aguas, entre otras) no reflejasen todos los cambios que las diferentes agencias de la administración han exigido; dicho de otra forma, podría suceder que circularasen versiones diferentes del proyecto, lo que, sin discusión, produciría retrasos en la obtención de permisos, daría lugar a paralizaciones de obra e, incluso, sanciones, entre otros efectos no deseables.

La falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación y el consiguiente proceso inadecuado de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle pudiese arrastrar una contratación inadecuada de la etapa de ejecución por un proceso defectuoso de pre-selección de empresas contratistas, montadoras y suministradoras, previamente a la petición de ofertas para la ejecución; precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de prisas de la empresa de ingeniería, o incompetencia de dicha empresa.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle o del contratista o contratistas en obra, también por inexperiencia del promotor, podría llevar consigo una inadecuada gestión de la subcontratación o de la coordinación en ingeniería o en obra por parte de la ingeniería o el contratista; ello llevaría a una falta de formalidad en el cumplimiento de los plazos por los subcontratistas, con los consiguientes retrasos.

Otra consecuencia de la falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación, y el inadecuado proceso de selección o contratación del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos), podría ser la inadecuación de protocolos de recepción y puesta en marcha y clausulados contractuales sobre garantías y penalizaciones, debido a la falta de revisión crítica de los mismos por parte del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos). En el caso de que surgiesen problemas en las pruebas de funcionamiento y rendimiento surgirían discusiones, no conformidades, sobrecostes y retrasos.

Un proceso inadecuado de selección o contratación del equipo que realiza la ingeniería de detalle (o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto, ya sea la dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos) por falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación, podría acarrear problemas en la activación de la documentación final: planos según construido (as built), manuales de operación y mantenimiento (por ejemplo, falta alguno de ellos o hay retrasos en su entrega o son defectuosos o de escasa calidad). Pudiese también sufrirse la carencia de la exigencia contractual de documentación según construido o de los manuales de operación y mantenimiento, con repercusión negativa en las etapas de transferencia, apoyo a la explotación o explotación.

Por el contrario, la experiencia del promotor y la consiguiente idoneidad en la contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle del proyecto podría dar lugar a que la experiencia del equipo de desarrollo del proyecto y la calidad de la documentación técnica garantizaran la minimización de dificultades en la tramitación, construcción, puesta en marcha y explotación del parque eólico.

Por esta misma razón de idoneidad en la contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle del proyecto, la idoneidad en la selección de subcontratistas, así como el rigor en el análisis y evaluación de las ofertas, podría garantizar un buen desarrollo de la etapa de construcción del proyecto, con mejoras en la calidad general del mismo y reducción de plazos y costes. De manera similar, la adecuación en la contratación de los seguros de construcción reduciría los riesgos de la misma y los sobrecostes asociados a complicaciones de obra o retrasos de puesta en operación, con directa incidencia en la rentabilidad del proyecto. Por último, la obtención de todas las autorizaciones y permisos aseguraría la adecuación del proyecto al marco legal, y garantizaría los beneficios que de tal marco se derivarían.

5.12. INGENIERÍA DE DETALLE.

Un excesivo solape entre las etapas de análisis de la viabilidad e ingeniería de detalle, por insuficiente experiencia del promotor, podría dar lugar a que, al solaparse dichas etapas, se generasen posibles indecisiones (por ejemplo, sobre la tensión de evacuación a la red, o sobre el tipo de aerogenerador, entre otras); podrían existir modificaciones en el diseño conceptual, ya externas (por ejemplo, que la compañía eléctrica cambiase la arquitectura de red) ya internas (por ejemplo, que el cliente, al recibir una oferta muy favorable -en coste o garantía- de otro tipo de aerogeneradores, modificase su elección); por cualquiera de dichas causas, se originarían retrasos, indefiniciones y errores, obligando al rediseño en la ingeniería de detalle.

Un exceso de burocracia en las autoridades administrativas, o un exceso de intervencionismo estatal en las autorizaciones, podría acarrear problemas (solicitud de información adicional para la que no existe exigencia legal, y que, en principio, no se había exigido ni parecía necesaria) y lentitud en la obtención de permisos y licencias o complejidad de aprobación del permiso de investigación del recurso, del proyecto constructivo, de la declaración de impacto ambiental, o de la licencia de obra, con retrasos e incluso exigencias de cambios en el proyecto.

Cuando por la falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación se prescinde de realizar un control de calidad de la ingeniería de detalle, o de auditar su resultado final, puede resultar una mala calidad del proyecto constructivo: deficiencias en el diseño, plan de obra y especificaciones del conjunto de las instalaciones por mezquindad en el estudio geotécnico, pobreza del estudio de impacto ambiental (incluida la parte de análisis arqueológico), falta de rigor o calidad en la documentación técnica, errores y omisiones en cálculos, dimensionamientos o mediciones, incoherencia entre documentos del proyecto de detalle, o estimaciones optimistas de precios de contratación, así como imprecisión o indefiniciones en los detalles (unidades de obra, especificaciones), impericia y superficialidad en el establecimiento de los plazos de ejecución.

En algunas ocasiones, la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación, la falta de conocimientos legales del cliente o, incluso, la desidia o malicia por su parte, podría acarrear la falta de atención a las condiciones expresadas en las autorizaciones administrativas, ya por causa de una omisión de la dirección facultativa, ya por instrucciones en contra del cliente, o porque éste no proporciona la documentación a

la dirección facultativa, circunstancias que sin duda acarrearían deficiencias en el cumplimiento de las limitaciones impuestas por la administración en las licencias y permisos y, en particular, en la aplicación de las medidas correctoras de impacto ambiental (por ejemplo, tras la ejecución de zanjas, accesos, excavaciones), con consecuencias poco deseables de demoras, sanciones e, incluso, paralización de las obras.

Por el contrario, la experiencia del promotor y la consiguiente idoneidad en la contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle del proyecto exigiría el control de calidad durante la ejecución de la ingeniería y la realización de una auditoría de los resultados alcanzados, con lo que la calidad de la documentación técnica garantizaría la minimización de cualquier tipo de dificultades en la tramitación, construcción, puesta en marcha y explotación del parque eólico.

5.13. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ejecución, ya sea por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, ya por insuficiente experiencia en la gestión de contratación, puede dar lugar a deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, por falta de personal cualificado o con experiencia, por incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, por encontrarse personal clave con dedicación en varios proyectos o por cambios en personal de experiencia o responsabilidad.

En algunas ocasiones, las imposiciones por parte del cliente o por parte de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros, pueden dar lugar a una contratación inadecuada. También la precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo, puede dar lugar a una contratación inadecuada. En ambos casos, la causa puede ser tanto la inexperiencia del cliente, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación como la existencia de condicionantes, internos o externos de la contratación.

En ocasiones, las limitaciones presupuestarias, sin una renuncia pareja en parte del alcance del proyecto, lleva a que se contemple el precio como único criterio de adjudicación, a que se acepten bajas significativas en la negociación de la oferta (sea por ingenuidad, malicia o desconocimiento de las posibles consecuencias), a que se presione para reducir el beneficio del contratista, a que se utilicen las ofertas más bajas para presionar a los otros ofertantes (“bid-shopping”), o a un desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas). Las posibles consecuencias serán retrasos del contratista por la búsqueda de personal y empresas más económicos, la merma de la calidad (con defectos a subsanar en la ejecución o en la explotación) o, incluso, el abandono de la obra por parte del contratista y los problemas para continuarla con un nuevo contratista hasta haber liquidado al principal.

En el otro extremo, la experiencia del promotor en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, su conocimiento de los aspectos técnicos y del marco legal y económico, aumenta las posibilidades de una buena contratación para llevar a cabo la ejecución del proyecto.

Si no existe una función real de gestión de la calidad ni un programa de aseguramiento de la calidad sino, meramente, un control de calidad en la ejecución, o en caso de una planificación defectuosa del proyecto o un inadecuado proceso de

selección o contratación del equipo responsable de la dirección facultativa, podrían aparecer defectos en el sistema de control de costes, con escaso control de las certificaciones de obra y posibles desviaciones presupuestarias.

Cuando por falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación no se contrata un control de calidad en la ejecución, o se cede al contratista el control de calidad en la ejecución, se corre un riesgo elevado de encontrarse con defectos de ejecución, o vicios ocultos en la obra.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle o del contratista o contratistas en obra, también por inexperiencia del promotor, podría llevar consigo una inadecuada gestión de la subcontratación o de la coordinación en ingeniería o en obra por parte de la ingeniería o el contratista; ello llevaría a una falta de formalidad en el cumplimiento de los plazos por los subcontratistas, con los consiguientes retrasos.

Un proceso inadecuado de selección o contratación del equipo que realiza la ingeniería de detalle (o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto, ya sea la dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos) por falta de experiencia del promotor en la gestión de contratación, podría acarrear problemas en la activación de la documentación final: planos según construido (as built), manuales de operación y mantenimiento (por ejemplo, falta alguno de ellos o hay retrasos en su entrega o son defectuosos o de escasa calidad). Pudiese también sufrirse la carencia de la exigencia contractual de documentación según construido o de los manuales de operación y mantenimiento, con repercusión negativa en la etapas de transferencia, apoyo a la explotación o explotación.

En algunas ocasiones, la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación, la falta de conocimientos legales del cliente o, incluso, la desidia o malicia por su parte, podría acarrear la falta de atención a las condiciones expresadas en las autorizaciones administrativas, ya por causa de una omisión de la dirección facultativa, ya por instrucciones en contra del cliente, o porque éste no proporciona la documentación a la dirección facultativa, circunstancias que sin duda acarrearían deficiencias en el cumplimiento de las limitaciones impuestas por la administración en las licencias y permisos y, en particular, en la aplicación de las medidas correctoras de impacto ambiental (por ejemplo, tras la ejecución de zanjas, accesos, excavaciones), con consecuencias poco deseables de demoras, sanciones e, incluso, paralización de las obras.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del contratista o contratistas, por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, pudiese traducirse en la inadecuación de las técnicas de construcción, la inexperiencia o inadecuación técnica de subcontratistas, suministradores, e instaladores o montadores, lo que exigiría un esfuerzo añadido en el control de calidad, con sobrecostes y retrasos.

5.14. EJECUCIÓN.

La contratación inadecuada con falta de experiencia o de previsión del contratista o de la dirección facultativa a la hora de ejecutar las obras (por ejemplo, almacenamiento inadecuado de materiales en zonas inundables, con la consecuencia de arrastre al río de esos materiales; o taludes inadecuados que se derrumban en caso de lluvias) podría acarrear el incumplimiento de algunas de las condiciones expresadas en las autorizaciones administrativas, con deficiencias en el cumplimiento de las limitaciones

impuestas por la administración en las licencias y permisos, con consecuencias de demoras, sanciones e, incluso, paralización de las obras.

De la misma forma, un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos) podría suponer la falta de verificación del cumplimiento de los requisitos ambientales (por ejemplo, evitar la caída de productos de excavación a los cauces), técnicos (por ejemplo, comprobación de la resistencia eléctrica de difusión a tierra) o de seguridad y salud (por ejemplo, instalación de pasos protegidos en el cruce de zanjas) impuestos por las Administraciones Públicas, circunstancias de las que podrían derivarse conflictos con las autoridades, sanciones y aun paralización de la construcción o de la explotación.

Por el contrario, la experiencia del promotor y la consiguiente idoneidad en la contratación del contratista y la dirección facultativa facilitarían la construcción, puesta en marcha y posterior explotación del parque eólico.

5.15. REFINANCIACIÓN.

La falta de experiencia del promotor y el inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, o bien falta de rigor del promotor o de la entidad financiera a la hora de comprobar que la financiación definitiva se corresponde con, o mejora, la planificación financiera realizada en el estudio de viabilidad, podría traducirse en la interrupción del flujo de caja por defectos no detectados en la financiación (tesorería), y ello llevaría a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supondría una disminución del período de vida útil de las máquinas o de sus partes, una disminución del rendimiento y, por consiguiente, una peor calidad de la explotación del parque eólico y unas mermas en la rentabilidad de dicha explotación.

Por el contrario, un promotor con experiencia que proceda a seleccionar y contratar adecuadamente el equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, podrá posiblemente contar con una mejor adecuación del plan financiero, lo que, sin discusión, reduce los riesgos de sobresaltos y tensiones de tesorería durante la explotación de las instalaciones, reduciendo sobrecostes y mejorando su rentabilidad.

5.16. TRANSFERENCIA.

La falta de experiencia del promotor en este tipo de proyectos, con la posibilidad de falta de rigor del promotor y explotador en materia de seguros o la falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico, pudiese traducirse en una falta de revisión de los clausulados contractuales en la revisión y actualización de seguros y garantías tras terminar la construcción, así como en las posteriores renovaciones, con carencias en el alcance de las coberturas, lo que podría llevar a sobrecostes por contingencias no previstas adecuadamente.

Por el contrario, la experiencia del promotor en anteriores proyectos de este mismo tipo garantizaría la idoneidad de los aseguramientos, mejorando las garantías del proyecto.

5.17. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.

Un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la explotación, ya sea por la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, ya por insuficiente experiencia en la gestión de contratación, puede dar lugar a deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, por falta de personal cualificado o con experiencia, por incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, por encontrarse personal clave con dedicación en varios proyectos o por cambios en personal de experiencia o responsabilidad.

En algunas ocasiones, las imposiciones por parte del cliente o por parte de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros, pueden dar lugar a una contratación inadecuada. También la precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo, puede dar lugar a una contratación inadecuada. En ambos casos, la causa puede ser tanto la inexperiencia del cliente, o la experiencia insuficiente en la gestión de contratación como la existencia de condicionantes, internos o externos de la contratación.

En ocasiones, las limitaciones presupuestarias, sin una renuncia pareja en parte del alcance del proyecto, lleva a que se contemple el precio como único criterio de adjudicación, a que se acepten bajas significativas en la negociación de la oferta (sea por ingenuidad, malicia o desconocimiento de las posibles consecuencias), a que se presione para reducir el beneficio del contratista, a que se utilicen las ofertas más bajas para presionar a los otros ofertantes (“bid-shopping”), o a un desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas). Las posibles consecuencias serán retrasos del contratista por la búsqueda de personal y empresas más económicos, la merma de la calidad (con defectos a subsanar en la ejecución o en la explotación) o, incluso, el abandono de la obra por parte del contratista y los problemas para continuarla con un nuevo contratista hasta haber liquidado al principal.

En el otro extremo, la experiencia del promotor en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, su conocimiento de los aspectos técnicos y del marco legal y económico, aumenta las posibilidades de una buena contratación para llevar a cabo la explotación de las instalaciones.

También la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, con la posible consecuencia de falta de rigor de este promotor y explotador en materia de gestión financiera o la falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico, podría acarrear defectos en el sistema de control de costes de explotación, o falta de supervisión de la gestión financiera, y esto produciría interrupciones del flujo de caja (tesorería), lo que llevaría a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone la disminución del período de vida útil del aerogenerador o de sus partes, o de alguna otra parte de la instalación, la disminución del rendimiento y, por tanto, una peor calidad de la explotación y la aparición de mermas en la rentabilidad de la misma.

Por el contrario, la experiencia del promotor en proyectos de este tipo podría mejorar la adecuación de los seguros de operación, con la consiguiente reducción de los riesgos asociados a la explotación, permitiendo así acotar la rentabilidad del proyecto. Por la misma razón, la idoneidad en la contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico, podría llevar asociada la experiencia del responsable de explotación, y la existencia de un proyecto detallado de operación y

mantenimiento, garantizando así la optimación de la explotación del parque eólico, con directa repercusión en su rentabilidad.

Como última consideración en esta etapa, señalar que el coste de abandono no se acostumbra a tener en cuenta en absoluto, o no de la manera adecuada, en la propuesta de explotación, ya que, en general, no se prevé dicha posibilidad. Sin embargo, la tecnología en desarrollo tiende a aerogeneradores de mayor tamaño, lo que, en caso de sustitución de los aerogeneradores, supondría unas mayores cimentaciones y colocadas a mayores distancias entre sí, es decir, en el mismo emplazamiento pero en ubicaciones diferentes a las de las actuales; ello puede trastocar los cálculos de rentabilidad, ante la obligación, incluso aunque se siguiese explotando el parque eólico, pero con nuevos aerogeneradores, de eliminar las cimentaciones actuales y restaurar el terreno.

Una buena contratación en esta etapa posibilitaría la incorporación de estas consideraciones al contrato de explotación y un promotor experimentado podría exigir en su contratación que se contemplase la posibilidad de una etapa de abandono y desmantelamiento o la adecuación del parque eólico a los nuevos aerogeneradores.

5.18. APOYO.

De manera general, la etapa de apoyo inicial a la explotación debería de servir para dejar al descubierto las posibles deficiencias arrastradas en el desarrollo del proyecto.

También de manera general, en esta etapa es posible la consideración de posibles factores que originasen oportunidades al proyecto, en particular aquéllos que han venido reiterándose a lo largo de este capítulo como son el interés de la administración pública y otras circunstancias que pueden favorecer al proyecto o las ventajas que pueden asistir a los pioneros en el aprovechamiento de recursos eólicos en determinadas comunidades.

5.19. EXPLOTACIÓN.

La falta de experiencia del promotor en este tipo de proyectos, con la posibilidad de falta de rigor del promotor y explotador en materia de seguros o la falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico, pudiese traducirse en una falta de revisión de los clausulados contractuales en la revisión y actualización de seguros y garantías tras terminar la construcción, así como en las posteriores renovaciones, con carencias en el alcance de las coberturas, lo que podría llevar a sobrecostes por contingencias no previstas adecuadamente.

También la falta de experiencia del promotor en proyectos similares, con la posible consecuencia de falta de rigor de este promotor y explotador en materia de gestión financiera o la falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico, podría acarrear defectos en el sistema de control de costes de explotación, o falta de supervisión de la gestión financiera, y esto produciría interrupciones del flujo de caja (tesorería), lo que llevaría a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone la disminución del período de vida útil del aerogenerador o de sus partes, o de alguna otra parte de la instalación, la disminución del rendimiento y, por tanto, una peor calidad de la explotación y la aparición de mermas en la rentabilidad de la misma.

Una falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico, normalmente por falta de experiencia del promotor

en este tipo de proyectos o en gestión de contratación, podría acarrear la falta de verificación del cumplimiento de los requisitos ambientales (por ejemplo, control periódico de calidad de las aguas, control anual de ruido, seguimiento de las poblaciones de aves y quirópteros, seguimiento de la vegetación de restauración), técnicos (por ejemplo, actualización de los ensayos de puesta a tierra) o de seguridad y salud (por ejemplo, mantenimiento de las líneas de vida para subir a los aerogeneradores) impuestos por las Administraciones Públicas, de lo que podrían derivarse conflictos con las autoridades, sanciones y aun paralización de la explotación.

Por último, oscilaciones significativas en los tipos de interés o en el cambio de divisas, restricciones de crédito, aumento de los impuestos, modificaciones legales en tarifas, parámetros todos ellos que afectan al valor de la producción, podrían acarrear un impacto negativo en los parámetros de explotación.

Las modificaciones legales en las tarifas, lo pueden ser en su cuantía, de alguna forma ahora protegida por las disposiciones establecidas en el Real Decreto 436/2004 [Ministerio de Economía, 2004], o en las condiciones de su aplicación, como supone la potencial eliminación de la obligación de adquisición de la energía por el sistema eléctrico, obligación cuya revisión está prevista en la legislación española cuando la potencia instalada en todo el territorio supere el límite de 13.000 MW [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000a; Ministerio de Economía, 2004]. Es de suponer que esta última cifra será revisada de acuerdo con el reciente Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, que eleva los objetivos eólicos hasta los 20.000 MW [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005].

5.20. ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO.

Los riesgos en esta etapa pueden asimilarse, con las necesarias salvedades, a los riesgos de la construcción, comprendiendo bajo este término desde la contratación de la necesaria ingeniería de detalle para esta etapa, hasta la ejecución de las obras de desmantelamiento.

Como factor que origina oportunidades, la administración podría estar interesada en favorecer el desmantelamiento de instalaciones eólicas en el momento de iniciarse el proyecto, o adquiere dicho interés en etapas intermedias del mismo. Tal interés se consolidaría con el apoyo de las administraciones públicas, ya en forma de disposiciones concretas, ya con simplificaciones en la planificación. Ello supondría la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto de abandono y desmantelamiento, acotando la rentabilidad del proyecto en su conjunto.

Por último, también desde el punto de vista de los factores que originan oportunidades, cabe considerar el caso en el que el promotor es el primero (o de los primeros) en plantear el desmantelamiento en el marco de una determinada administración pública. Si la administración es receptiva a tal propuesta, el promotor obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde. Ello debería traducirse en la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto de abandono y desmantelamiento y, en definitiva, la acotación de la rentabilidad del proyecto en su totalidad.

5.21. IDENTIFICACIÓN DEL RIESGO. LISTADO DE RIESGOS.

Tras una revisión bibliográfica de la que no se obtuvo ninguna información significativa en relación con este tipo de proyectos, se optó por orientar la gestión del riesgo y su

enfoque al objetivo final de su reducción, para lo que habrían de proponerse las respuestas adecuadas a tal fin.

Para ello, se decidió la utilización de los conocimientos y documentación recopilada por el autor en sus cerca de veinte años de trabajo en el ámbito del aprovechamiento de recursos energéticos naturales, y más particularmente, en el de aprovechamiento de recursos eólicos.

A partir de la ya mencionada experiencia profesional del autor, se elaboró una primera y exhaustiva (464 entradas) relación de posibles factores de riesgo en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, recogiendo la variada casuística identificada en la realización de tales proyectos.

El criterio utilizado fue el de emplear como secuencia de análisis el ciclo de vida de un proyecto eólico, anotando los posibles factores de riesgo en las distintas etapas, con indicación de los objetivos del proyecto a los que afectaría y evaluando de manera cualitativa su probabilidad de ocurrencia y consiguiente impacto.

Tras establecer la citada primera relación, se revisaron los factores de riesgo, agrupándolos de manera homogénea de acuerdo con la etapa del proyecto en la que se presentan, sus causas y consecuencias, con lo que se redujo a “sólo” algo más de un centenar de entradas la relación citada.

La segunda revisión redujo a cerca de setenta los factores de riesgo identificados, utilizando en esta ocasión como pauta para el análisis detallado de los factores de riesgo, sus causas y consecuencias, distinguiendo entre una causa primera, o raíz, y una causa segunda, o consecuente, de la que se deriva una consecuencia inmediata; por ejemplo, la inexperiencia del promotor (raíz) da lugar a un exceso de optimismo (consecuente) del que resulta la minusvaloración de las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto (consecuencia inmediata).

En una tercera revisión, el distingo entre “causa raíz” y “causa consecuente”, a la vista de las experiencias habidas al respecto, pareció artificioso y confuso, optándose entonces por mantener una sólo causa para el factor de riesgo (causa primera, o raíz) y desdoblar a cambio sus consecuencias: una consecuencia inmediata y una consecuencia final.

Con este criterio y bajo esta nueva designación, el análisis de los factores de riesgo pareció acomodarse mejor a la realidad de los hechos, ayudando además a mejorar su descripción e inteligibilidad; por ejemplo, para el caso anteriormente comentado, la experiencia insuficiente del promotor (causa raíz) da lugar a un exceso de optimismo sobre las posibilidades reales de éxito del proyecto (consecuencia inmediata), lo que acaba por traducirse en que se minusvaloran las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto (consecuencia final).

En esta tercera revisión, el análisis minucioso bajo los criterios mencionados, dió como resultado una tabla con sesenta y siete entradas. Finalmente, posteriores revisiones y retoques han dejado la lista con treinta y nueve factores que originan amenazas y cinco factores que originan oportunidades; es decir, un total de cuarenta y cuatro factores de riesgo. Una vez se consideraron adecuadamente identificados los principales riesgos que pueden presentarse en el desarrollo de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, se elaboró el listado sistematizado de dichos riesgos, que se acompaña en las páginas que se acompañan como Anexo 5.

Este análisis de los factores de riesgo se completó con la identificación de los objetivos del proyecto que sufrirían impacto en caso de materializarse dicho riesgo. Se tomaron en cuenta como objetivos del proyecto, alcance, plazo, coste, calidad, rentabilidad y otros (seguridad y salud, aceptación social), indicándose la existencia

(1) o no de impacto (0) en cada uno de los objetivos en función del factor de riesgo considerado.

Por último, estudiados los factores de riesgo e identificados los objetivos afectados, se procedió también a la identificación de las etapas del proyecto en las que se presenta el factor de riesgo, “etapa origen”, y aquellas otras en las que se evidencian sus efectos, “etapa impacto”.

5.22. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN CUALITATIVA DEL RIESGO.

Tras estas primeras etapas de definición y estructuración de los factores de riesgo, identificación de los objetivos que sufren impacto y etapas del proyecto en que se presentan y revelan, se procedió al análisis de todos y cada uno de los riesgos, realizándose a continuación su evaluación cualitativa.

Por las características de este tipo de proyectos y las particularidades de su desarrollo y financiación, se consideró oportuna la realización de la evaluación cualitativa en dos momentos bien diferentes de la vida del proyecto: en su inicio, cuando está prácticamente todo por hacer, y con el proyecto ya en marcha, en las etapas de transferencia de la construcción a la explotación.

El analizar la evaluación cualitativa del riesgo en estos dos momentos singulares de la vida de un proyecto eólico se acometió en razón de la frecuencia con la que se plantea la financiación de los parques eólicos precisamente en estas dos etapas de su ciclo de vida. Como no podía ser de otra forma, es bien diferente la posición del promotor en cada una de ellas, así como diferente resulta la calificación del riesgo en cada uno de los casos, tanto por el grado de madurez del proyecto en su desarrollo, como por el inevitable aprendizaje que tal desarrollo ha llevado aparejado. Igualmente diferente es la posición de la o las entidades financieras que, lógicamente, afrontan con perspectivas bien distintas en cada una de las circunstancias la aportación de fondos al proyecto.

Para cada una de las dos etapas citadas, y para todos y cada uno de los riesgos, se evaluaron la probabilidad de ocurrencia y el impacto consiguiente. El criterio de evaluación, como ya ha quedado apuntado, es cualitativo, estableciéndose una gradación en cinco niveles, tanto para probabilidad como para impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto, identificados en ambos casos por las abreviaturas MB, B, M, A, MA.

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

Para una mayor claridad y mejor comprensión de estos conceptos, se propone la realización de una matriz de riesgos, cuya descripción en detalle se presenta en los párrafos que siguen.

Se definen, en primer lugar, las cinco categorías de probabilidad del riesgo anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, identificadas respectivamente por las abreviaturas MB, B, M, A, MA (tabla 5.1).

Categorías de probabilidad del riesgo		
Categoría	Definición	Descripción
MA	Suceso repetido o que ocurre con frecuencia.	Las condiciones actuales señalan la posibilidad de ocurrencia repetida del suceso en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 50% de los casos.
A	Suceso probable o que ocurre varias veces.	Las condiciones actuales indican la probabilidad de que el suceso ocurra varias veces en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 5% de los casos.
M	Suceso ocasional o probable alguna vez.	Las condiciones actuales señalan la probabilidad de que el suceso ocurra alguna vez, de manera ocasional, en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 0,5% de los casos.
B	Suceso remoto o de no probable ocurrencia.	Las condiciones actuales indican que no es probable la ocurrencia aislada del suceso en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 0,05% de los casos.
MB	Suceso improbable o prácticamente imposible.	Las condiciones actuales señalan que es prácticamente imposible la ocurrencia aislada del suceso en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 0,005% de los casos.

Tabla 5.1: Categorías de probabilidad del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.

De manera similar, se definen, a continuación, las cinco categorías de impacto del riesgo, también anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, igual y respectivamente identificadas por las abreviaturas MB, B, M, A, MA (tabla 5.2).

Categorías de impacto del riesgo	
Categoría	Descripción
MA	Impacto crítico, que puede incluso suponer la garantía o fracaso del proyecto. Necesidad de respuesta general y urgente en todo el ámbito del proyecto, con actuaciones muy importantes durante meses o años. Posibilidad de efectos significativos y generalizados sobre el proyecto. Efectos serios a largo plazo sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
A	Necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del promotor, con actuaciones significativas durante semanas o meses. Posibilidad de efectos importantes pero no generales en el proyecto. Efectos significativos y duraderos sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
M	Necesidad de respuesta urgente desde alguno de los frentes de la promoción, con actuaciones significativas durante semanas. Posibilidad de efectos moderados y localizados en el proyecto. Efectos de corta duración sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
B	Necesidad de respuesta urgente de ámbito limitado, con actuaciones durante días o semanas. Posibilidad de efectos poco importantes en el proyecto.
MB	Consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, emplazamiento o sus proximidades. Sin consecuencias o efectos en el desarrollo del proyecto.

Tabla 5.2: Categorías de impacto del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Se hace notar aquí la necesidad de matización que debe introducirse en las consecuencias del impacto, puesto que desde el enfoque dado al análisis pueden ser negativas, como consecuencia de amenazas, o positivas, originadas por oportunidades.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos que se presenta en la tabla 5.3.

Impacto	MA	3	3	4	4	4
	A	2	2	3	4	4
	M	2	2	2	3	3
	B	1	1	1	2	2
	MB	1	1	1	1	1
		MB	B	M	A	MA
		Probabilidad				

Tabla 5.3: Matriz cualitativa de riesgos.

Para la calificación del riesgo, en esta matriz se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo.

5.23. RESPUESTAS AL RIESGO.

Como complemento del listado de riesgos, se proponen las principales respuestas a los factores de riesgo identificados, respuestas que provienen también de la experiencia acumulada en este tipo de proyectos.

Estas respuestas al riesgo pretenden desarrollar opciones y determinar acciones que reduzcan las amenazas a los objetivos del proyecto y, en su caso, amplíen las oportunidades que se le presentan al mismo.

En el ya citado Anexo 5 (Listado de riesgos), se recogen igualmente las respuestas a los factores de riesgo, como se ha señalado.

5.24. VALIDACIÓN.

Una vez realizada la base de datos de los factores de riesgo identificados, con el oportuno complemento de las principales respuestas propuestas a los mismos, se consideró procedente la validación del listado así elaborado.

Para la validación se eligió el método de realización de encuestas con profesionales experimentados en el sector eólico. El objetivo de tales encuestas consistió en ratificar, de ser el caso, tanto la relación de factores de riesgo identificados como la enumeración de respuestas a los mismos que se proponía.

El alcance del objetivo fijado incluyó también la identificación de nuevos riesgos y la ampliación de la información de que se disponía sobre los mismos, para lo que se solicitó de los encuestados la evaluación cualitativa de la probabilidad de ocurrencia y de la magnitud del consiguiente impacto. Un proceso similar se llevó a cabo en relación con la incorporación de nuevas respuestas a los factores de riesgo, solicitando igualmente la evaluación cualitativa de las respuestas.

En el capítulo 8 se analiza con detalle el proceso seguido, comentándose los principales aspectos significativos.

Capítulo 6

Aproximación a las principales estrategias y acciones de respuesta a los riesgos en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Mayor es el peligro cuanto mayor es el miedo (Salustio)

6.1. INTRODUCCIÓN.

Una vez identificados y estudiados los principales riesgos que pueden presentarse a lo largo del ciclo de vida del proyecto de desarrollo de un parque eólico, como ha quedado reflejado en el capítulo precedente, y también de acuerdo con la experiencia acumulada en este tipo de proyectos, se proponen y analizan en este capítulo las principales respuestas a dichos factores de riesgo.

La planificación de respuesta al riesgo pretende el desarrollo de opciones y la determinación de acciones que reduzcan las amenazas a los objetivos del proyecto y, en su caso, amplíen las oportunidades que se le presentan a dichos objetivos, conforme a los términos recogidos en el citado capítulo undécimo de “A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK Guide)” [Project Management Institute, 2000].

La planificación en cuestión deberá incluir la designación de responsables junto con la asignación de responsabilidades para afrontar las respuestas al riesgo que hayan sido convenidas a la vista de los riesgos previamente identificados. En cualquier caso, la eficacia de tal planificación condicionará absolutamente el incremento o decremento para el proyecto del riesgo en cuestión.

Parece obvio señalar que la planificación de respuesta al riesgo deberá adecuarse a la gravedad del riesgo, ser rentable en su aplicación, proporcionada para ser eficaz, realista en el contexto del proyecto, aceptada por todas las partes afectadas y asumida por un responsable. Conviene destacar que pueden existir varias opciones de respuesta al riesgo, de entre las que deberá elegirse la mejor.

Normalmente, cabe elegir entre varias estrategias diferentes de respuesta al riesgo y, lógicamente, deberá seleccionarse aquella que parezca tener más posibilidades de éxito en cada caso. Una vez seleccionada una estrategia en concreto, deberán desarrollarse las acciones específicas que permitan hacer efectiva tal estrategia, bien entendido que es posible seleccionar estrategias primarias y estrategias de apoyo.

De modo general y conceptual, pueden diferenciarse cuatro grandes grupos de estrategias de respuesta al riesgo [Project Management Institute, 2000]:

- **Soslayamiento**, entendiéndose como tal bien la introducción de cambios en el proyecto que eliminen el riesgo o condición de riesgo o bien la protección de los objetivos del proyecto frente al eventual impacto de dicho riesgo. Aunque el equipo de proyecto no puede eliminar todas las posibilidades de riesgo, algunos riesgos específicos sí que pueden evitarse.

Algunos de los riesgos identificados al inicio del proyecto pueden afrontarse aclarando suficientemente los requisitos del proyecto, consiguiendo información adicional, mejorando la comunicación entre las partes interesadas o procurándose

la experiencia necesaria. La reducción del alcance para evitar actividades de alto riesgo, el aumento de los recursos previsto o del plazo requerido, la adopción de enfoques conocidos en vez de aproximaciones innovadoras, o el evitar contrataciones no habitadas con este tipo de proyectos pueden ser buenos ejemplos de estrategias de para evitar el riesgo.

- **Transferencia**, con el significado de traspasar la consecuencia de un riesgo y la responsabilidad de su respuesta a una tercera parte. Debe hacerse notar que esta estrategia transfiere a un tercero la responsabilidad de la gestión de tal riesgo, pero que, evidentemente, no lo anula.

La transferencia de la responsabilidad ante un riesgo resulta de la mayor eficacia en la exposición a riesgos financieros y casi siempre lleva asociado el pago de una prima a quien asume tal riesgo, ya sea por la contratación de seguros, fianzas, o cualquier otro tipo de garantías financieras. Los contratos pueden ser la herramienta para la transferencia de una responsabilidad concreta a la otra parte. En este sentido, siempre y cuando el diseño del proyecto sea definitivo, un contrato a precio cerrado, o “llave en mano”, es una buena fórmula de transferir el riesgo a quien vende. Por el contrario, un contrato con costes reembolsables, o por administración, deja la mayor parte del riesgo al cliente o promotor, aunque puede ayudar a la reducción de costes en el caso de necesidad de cambios a mitad del proyecto.

- **Mitigación**, que busca reducir la probabilidad o las consecuencias de ocurrencia de un riesgo adverso hasta un umbral aceptable. En efecto, la toma de decisiones orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de un riesgo o a la atenuación de su impacto sobre el proyecto es más eficaz que el intentar paliar sus consecuencias una vez que ha ocurrido. Se da por entendido que los costes de la mitigación deberán ser proporcionados a la probabilidad de ocurrencia de tal riesgo y a la gravedad de sus consecuencias.

La mitigación del riesgo puede afrontarse adoptando un desarrollo del proyecto que reduzca el problema, por ejemplo, eligiendo procedimientos de menor complejidad, realizando más estudios geotécnicos, o seleccionando un vendedor más fiable. Puede también suponer la modificación de ciertas condiciones de manera que se reduzca la probabilidad de ocurrencia del riesgo, por ejemplo adjudicando más recursos o más tiempo en la planificación. En algunos caso puede exigir el desarrollo de modelos o prototipos o la realización de simulaciones que reduzcan el riesgo de pasar directamente del proyecto a su ejecución.

En el caso de que no fuese posible reducir la probabilidad de ocurrencia, una respuesta de mitigación adecuada podría ser la de encarar el riesgo de impacto buscando condiciones que acotasen su gravedad; por ejemplo, el diseño de subsistemas redundantes reduciría sin duda el impacto resultante de un fallo en el sistema principal o en sus componentes originales.

- **Aceptación**, técnica que supone que el equipo de proyecto ha decidido no modificar el plan del proyecto para enfrentarse a determinado riesgo, o que es incapaz de identificar cualquier otra estrategia adecuada de respuesta. La **aceptación activa** puede incluir el desarrollo de un plan de contingencias, a ejecutar en caso de ocurrencia de un riesgo. La **aceptación pasiva** no requiere acciones, dejando que el equipo de proyecto se enfrente a los riesgos cuando ocurran.

Un plan de contingencias se aplica a riesgos identificados que aparezcan durante el proyecto. La elaboración anticipada de un plan de contingencias puede

reducir sobremanera el coste de una acción ante la ocurrencia del riesgo. Los desencadenantes del riesgo, como puede ser el incumplimiento de hitos intermedios, deberá ser definidos y rastreados. Un plan de repliegue se elabora cuando el riesgo tiene un gran impacto o en el caso de que la estrategia seleccionada pudiese no resultar totalmente eficaz. En este caso podría preverse una cantidad para imprevistos, el desarrollo de alternativas o el cambio en el alcance del proyecto.

La respuesta de aceptación del riesgo más común consiste en establecer un fondo para imprevistos, o fondo de reserva, que incluye tiempo, dinero o recursos para hacer frente a riesgos conocidos. La cuantía de la reserva se determinará por los impactos previsibles de los riesgos aceptados, contabilizados para un nivel aceptable de exposición al riesgo.

En estos cuatro grandes grupos de estrategias de respuesta al riesgo es evidente que se está entendiendo el riesgo exclusivamente como una amenaza a los objetivos del proyecto. Sin embargo y como ya se ha apuntado en otros párrafos de este trabajo, aquí se han tenido en cuenta aquellos otros riesgos que podrían definirse como oportunidades para los objetivos del proyecto. Para este caso de que un determinado factor de riesgo se presentase con el carácter de oportunidad para el proyecto, además de la estrategia de aceptación, que tendría contenidos similares a los expuestos para el caso de riesgo con carácter de amenaza, se propone la siguiente estrategia de respuesta al riesgo:

- **Potenciación**, que busca aumentar la probabilidad o las consecuencias de la ocurrencia de un riesgo favorable por encima de un umbral mínimo. Evidentemente, la toma de decisiones orientadas al aumento de la probabilidad de ocurrencia de un riesgo o a la potenciación de su impacto sobre el proyecto es más eficaz que el intentar aprovechar sus consecuencias una vez que ha ocurrido. Se da por entendido que los costes de la potenciación deberán ser proporcionados a la probabilidad de ocurrencia de tal riesgo y a los beneficios que aporten sus consecuencias al proyecto.

La potenciación del riesgo puede afrontarse adoptando un desarrollo del proyecto que aumente las ventajas, por ejemplo, implantando sistemas de gestión del conocimiento corporativo para recoger la experiencia, formando equipos de trabajo que combinen personal experimentado y personal sin experiencia, o contratando personal que reúna todavía más experiencia que la del personal actual. Puede también suponer la modificación de ciertas condiciones de manera que se aumente la probabilidad de ocurrencia del riesgo, por ejemplo, adjudicando más recursos para la promoción, directa o indirecta, de las ventajas de todo tipo asociadas al desarrollo del proyecto. En algunos caso puede exigir el desarrollo de estrategias de comunicación o la realización de acuerdos con interlocutores significados de la administración que aumenten las ventajas de pasar directamente del proyecto a su ejecución.

En el caso de que no fuese posible incrementar la probabilidad de ocurrencia, una respuesta de potenciación adecuada podría ser la de encarar el riesgo de impacto buscando condiciones que aumentasen sus ventajas; por ejemplo, el diseño de estrategias de comunicación redundantes, difundiendo las bondades del proyecto por diversos medios (conferencias, medios de comunicación) y bajo diferentes aspectos (energéticos, ambientales, laborales),

aumentaría sin discusión el impacto resultante de una rápida autorización para el desarrollo del proyecto.

Siguiendo la orientación general que proporcionan estos criterios, en los apartados siguientes se presentan las estrategias y acciones de respuesta que se proponen ante los riesgos que previamente se han identificado en el Capítulo 5 referentes a los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos. Se ha optado por la misma estructuración de las etapas del proyecto que se ha empleado en el citado capítulo precedente, por entender que resulta la aproximación más práctica en este caso.

6.2. PLANIFICACIÓN INICIAL.

Desarrollo de la planificación global del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.); apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes (por ejemplo, "Basic aspects of the wind energy", publicado por la Unión Europea; de todas formas, este documento no incluye aspectos esenciales como la estimación de costes de inversión ni de explotación por MW).

Búsqueda previa de apoyo en la administración; elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que tienen estos aprovechamientos, y con información real con respecto a estos problemas, que estimule la intervención de la administración, generando legislación para la regulación y apoyo al sector; actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las bases de un nuevo sector de actividad, y que ello lleve también a la administración a involucrarse y solucionar los problemas referidos; utilización de consultores especializados en la gestión de este tipo de proyectos, para reducir los problemas causados por excesiva burocracia e inercia de la administración.

6.3. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

Se propone la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

6.4. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

Las acciones que se sugieren son el apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección y gestión del proyecto, o la contratación de un consultor en dirección de proyectos.

También la elaboración de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o la utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes, aportarían información básica de indudable utilidad, aunque ciertos datos de esencial interés (como la estimación de costes de inversión o de explotación), de existir, suelen pecar de parciales, cuando no de obsolescencia.

Otras posibilidades son la búsqueda previa de apoyo en la administración; la elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que presentan estos aprovechamientos, y con información real con respecto a sus problemas, que estimule la intervención de la administración, y genere legislación para la regulación y apoyo al sector.

La actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las bases de un nuevo sector de actividad, puede también llevar a la administración a involucrarse más en este tipo de iniciativas y a solucionar los problemas a ellas vinculados.

6.5. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.

Se propone la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores. En cualquier caso, es conveniente la solicitud de referencias y el contraste de opiniones con los clientes.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

6.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO.

Las acciones que se sugieren son el apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección y gestión del proyecto, o la contratación de un consultor en dirección de proyectos.

También la elaboración de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o la utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes, aportarían información básica de indudable utilidad, aunque ciertos datos de esencial interés (como la estimación de costes de inversión o de explotación), de existir, suelen pecar de parciales, cuando no de obsolescencia.

La adecuada negociación con los propietarios de los terrenos, y con la propia Administración Pública; la inspección periódica (incluso diaria) del estado de las instalaciones y la recogida quincenal de datos, o la utilización de estaciones controladas por radio, junto con la contratación de pólizas de seguro, reduce tanto el riesgo como su posible impacto en la etapa de recogida de datos.

Se recomienda la auditoría del diseño, que debería convertirse en obligación en el caso de venderse el parque eólico tras su construcción.

6.7. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

Se propone la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores. En cualquier caso, es conveniente la solicitud de referencias y el contraste de opiniones con los clientes.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

6.8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

Las acciones que se sugieren son el apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección y gestión del proyecto, o la contratación de un consultor en dirección de proyectos.

También la elaboración de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o la utilización de posibles documentos de este tipo ya

existentes, aportarían información básica de indudable utilidad, aunque ciertos datos de esencial interés (como la estimación de costes de inversión o de explotación), de existir, suelen pecar de parciales, cuando no de obsolescencia.

Otras posibilidades son la búsqueda previa de apoyo en la administración; la elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que presentan estos aprovechamientos, y con información real con respecto a sus problemas, que estimule la intervención de la administración, y genere legislación para la regulación y apoyo al sector.

La actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las bases de un nuevo sector de actividad, puede también llevar a la administración a involucrarse más en este tipo de iniciativas y a solucionar los problemas a ellas vinculados.

En esta etapa, se recomienda también la detallada auditoría del diseño, estrategia de reducción de riesgo que debería convertirse en pura obligación en el caso de venderse el parque eólico tras su construcción.

Un mayor nivel de involucración de la Administración Pública ante la significación del desarrollo de un nuevo sector de actividad puede también suponer un importante apoyo para la solución de muchos problemas que aparecen durante el desarrollo de este tipo de proyectos.

6.9. FINANCIACIÓN.

Procede, sin discusión, el apoyo de un equipo de la mayor especialización, que complete con rigor técnico al promotor y a la entidad financiera a la hora de comprobar que la financiación definitiva se corresponde con, o mejora, la planificación financiera realizada en el estudio de viabilidad.

6.10. PLANIFICACIÓN DETALLADA.

Es recomendable la búsqueda previa de apoyo en la administración; la elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que presentan estos aprovechamientos, y con información real con respecto a sus problemas, que estimule la intervención de la administración, y genere legislación para la regulación y apoyo al sector.

La actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las bases de un nuevo sector de actividad, puede también llevar a la administración a involucrarse más en este tipo de iniciativas y a solucionar los problemas a ellas vinculados.

La utilización de consultores especializados redundará, sin duda, en una eficaz reducción de buena parte de los riesgos que pudiesen surgir en esta etapa; singularmente, la estimación realista de los costes y la planificación ajustada del proyecto, incluidos los aspectos financieros, son aspectos singulares a tener en consideración.

La contratación directa de una empresa de control independiente del contratista garantiza que se soslayan una serie de riesgos asociados al desarrollo del proyecto y que podrían repercutir en la etapa de ejecución.

La experiencia en contratación, tanto para la construcción como para la explotación, son igualmente factores de importancia.

6.11. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.

Se propone la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores. En cualquier caso, es conveniente la solicitud de referencias y el contraste de opiniones con los clientes.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

Debe tomarse igualmente en consideración el establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho del veto del promotor sobre los subcontratistas.

6.12. INGENIERÍA DE DETALLE.

Es recomendable la búsqueda previa de apoyo en la administración; la elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que presentan estos aprovechamientos, y con información real con respecto a sus problemas, que estimule la intervención de la administración, y genere legislación para la regulación y apoyo al sector.

La actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las bases de un nuevo sector de actividad, puede también llevar a la administración a involucrarse más en este tipo de iniciativas y a solucionar los problemas a ellas vinculados.

Un mayor nivel de involucración de la Administración Pública ante la significación del desarrollo de un nuevo sector de actividad puede también suponer un importante apoyo para la solución de muchos problemas que aparecen durante el desarrollo de este tipo de proyectos.

Se recomienda también en esta etapa la detallada auditoría del diseño; esta recomendación como estrategia de reducción de riesgo debería convertirse en obligación para el comprador en el caso de venderse el parque eólico tras su construcción.

6.13. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.

Se propone la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores. En cualquier caso, es conveniente la solicitud de referencias y el contraste de opiniones con los clientes.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

Debe tomarse igualmente en consideración el establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho del veto del promotor sobre los subcontratistas.

6.14. EJECUCIÓN.

Una vez más, la principal propuesta es la de la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores. En cualquier caso, es conveniente la solicitud de referencias y el contraste de opiniones con los clientes.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

Debe tomarse igualmente en consideración el establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho del veto del promotor sobre los subcontratistas.

6.15. REFINANCIACIÓN.

De nuevo sin discusión, procede en esta etapa el apoyo de un equipo de la mayor especialización, que complete con rigor técnico al promotor y a la entidad financiera a la hora de comprobar que la propuesta de refinanciación actualiza adecuadamente y se corresponde con, o mejora, la planificación financiera realizada en el estudio de viabilidad.

La minuciosa auditoría del diseño definitivo parece igualmente indiscutible al analizar la refinanciación del proyecto.

6.16. TRANSFERENCIA.

Otra vez, el apoyo de consultores especializados ayudará a suplir posibles carencias del promotor en este tipo de proyectos.

Si el promotor es quien va a responsabilizarse de la explotación, es aconsejable la realización de una asesoría externa. Puede también resultar conveniente la contratación (externalización) de la explotación, utilizando consultores especializados para la selección de tal empresa, solicitando referencias y contrastando opiniones con otros clientes.

En cualquier caso, la estrategia de contratación debería permitir el veto del promotor sobre los subcontratistas.

6.17. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.

Se propone la utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor; la identificación de los puestos clave del equipo, la selección (perfectamente identificada, con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos y la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a especificaciones y clausulados contractuales que ayuden a evitar estos problemas.

La preparación por parte de la Administración Pública de bases de datos de empresas cualificadas para intervenir en diferentes etapas de estos proyectos reportaría igualmente una notable utilidad en la toma de decisiones de los promotores e, incluso, de sus propios asesores. En cualquier caso, es conveniente la solicitud de referencias y el contraste de opiniones con los clientes.

Una estimación realista de los costes, la renuncia a parte del alcance del proyecto y su retraso a posteriores ampliaciones, y el tener en cuenta el coste del ciclo de vida como criterio de adjudicación en las contrataciones, reduce los riesgos asociados a esta etapa.

6.18. APOYO.

El apoyo de consultores especializados ayudará a suplir posibles carencias del promotor en este tipo de proyectos.

De manera general, la etapa de apoyo inicial a la explotación debería de servir para dejar al descubierto las posibles deficiencias arrastradas en el desarrollo del proyecto.

6.19. EXPLOTACIÓN.

Si el promotor es quien va a responsabilizarse de la explotación, es aconsejable la realización de una asesoría externa. Puede también resultar conveniente la contratación (externalización) de la explotación, utilizando consultores especializados para la selección de tal empresa, solicitando referencias y contrastando opiniones con otros clientes.

En cualquier caso, la estrategia de contratación debería permitir el veto del promotor sobre los subcontratistas.

Aunque quizá solo apropiada para su empleo por promotores que cuenten ya con cierta experiencia en proyectos de este tipo, se entiende también de utilidad la elaboración y difusión de alguna publicación por parte de la Administración Pública (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información específica referente a la selección de empresas para esta etapa y principales incidencias o singularidades que en ella pueden aparecer.

Desde el punto de vista de la financiación, conviene negociar modalidades de financiación a interés fijo o variable con limitaciones extremas garantizadas. En algún caso, puede ser necesaria la negociación de un seguro de cambio.

La asociación con empresas de tamaño similar, además de ayudar a romper las restricciones de crédito, permite disponer de un grupo de presión para tratar de actura sobre evoluciones no deseables de tarifas o impuestos.

6.20. ABANDONO Y DESMANTELAMIENTO.

Puesto que los riesgos en esta etapa pueden asimilarse, con las necesarias salvedades, a los riesgos de la construcción, comprendiendo bajo este término desde la contratación de la necesaria ingeniería de detalle para esta etapa, hasta la ejecución de las obras de desmantelamiento, las estrategias de respuesta al riesgo pueden igualmente asimilarse a las analizadas en su lugar.

6.21. RESUMEN Y LISTADO DE LAS PRINCIPALES RESPUESTAS AL RIESGO.

Tras la revisión de las principales respuestas al riesgo que se proponen, orientadas al objetivo final de su reducción (o ampliación de oportunidades, en su caso), se observa un reiterado recurso al apoyo externo, principalmente en forma de consultores especializados, y en forma de publicaciones específicas promovidas por la Administración Pública, en segundo lugar.

Además, se proponen otra serie de estrategias quizá de menor significación genérica, pero no por ello de menor importancia como respuesta al riesgo que se pretende combatir.

Todas ellas, que provienen también de la experiencia acumulada en este tipo de proyectos, por claridad expositiva, se proponen como complemento a los factores de riesgo identificados y recogidos en el listado de riesgos que se presentó en el capítulo precedente, y en tal listado se recogen con el detalle conveniente.

6.22. VALIDACIÓN DEL LISTADO DE FACTORES DE RIESGO Y DE RESPUESTA A LOS MISMOS.

Como en el capítulo precedente quedó recogido, una vez realizado el listado de los factores de riesgo identificados y de las principales respuestas propuestas a los mismos, se procedió a la validación de la base de datos así elaborada.

Como igualmente ha quedado indicado, se eligió el método de realización de encuestas con profesionales experimentados en el sector eólico para llevar a cabo tal validación. La finalidad del proceso consistió en ratificar, de ser el caso, tanto la relación de factores de riesgo identificados como la enumeración de respuestas a los mismos que se proponía.

Además, el alcance del objetivo fijado incluyó también la identificación de nuevos riesgos y la ampliación de la información de que se disponía sobre los mismos, para lo que se solicitó de los encuestados la evaluación cualitativa de la probabilidad de ocurrencia y de la magnitud del consiguiente impacto. Un proceso similar se llevó a cabo en relación con la incorporación de nuevas respuestas a los factores de riesgo, solicitando igualmente la evaluación cualitativa de las respuestas.

En el capítulo 8 se analiza con detalle el proceso seguido, comentándose los principales aspectos significativos.

Capítulo 7

Metodología para la gestión de amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Si no puedes lo que quieres aprende a querer lo que puedes (Terencio)

7.1. INTRODUCCIÓN Y FUNDAMENTOS.

La importancia de la gestión del riesgo y su consiguiente integración en la dirección de proyectos está hoy día plenamente reconocida y asumida por las principales entidades que lideran la gestión de proyectos, entre las que cabe citar particularmente a IPMA (International Project Management Association, 1998), PMI (Project Management Institute, 2000) y AEIPRO (Asociación Española de Ingeniería de Proyectos, 2001).

En la última década, han sido no pocos los autores que propusieron diferentes procedimientos para la gestión del riesgo. Entre otros, Al-Bahar (1990), el Ministerio de Defensa del Reino Unido (1991), del Caño (1992), Wideman (1992), el Instituto Británico de Normalización (1999), la Agencia Aeroespacial estadounidense (1999), o el Departamento de Transportes estadounidense (2000), son algunos de los proponentes del uso de procedimientos de gestión del riesgo, cuyos diferentes enfoques pueden generalizarse estructurándolos en cinco etapas, definidas como planteamiento, identificación, análisis, respuestas, y control. Estos procedimientos pueden ser de aplicación general, o bien haberse desarrollado para tamaños o tipologías concretas de proyectos.

De entre los existentes hoy día, puede considerarse que los más notables, completos y razonables procedimientos de gestión del riesgo en proyectos, son los conocidos como "Project Risk Analysis and Management Guide, PRAM" [Simon *et al.*, 1997], "Risk Analysis and Management for Projects, RAMP" [Institution of Civil Engineers *et al.*, 1998] y "Project Management Book of Knowledge, PMBoK" [Project Management Institute, 2000].

De los tres procedimientos citados, el PRAM fue el primer procedimiento exhaustivo desarrollado por un amplio equipo que incluía tanto estudiosos académicos como técnicos practicantes. El procedimiento RAMP presenta unas características similares al PRAM en su alcance, estructura y concepción, pero se concibió para el ámbito de la construcción. Por último, la importancia del procedimiento PMBoK reside en su consideración como norma del Instituto Americano de Normalización (ANSI, American National Standards Institute) y del Instituto de Técnicos Eléctricos y Electrónicos (IEEE, Institute for Electrical and Electronical Engineers).

Pese a que los procedimientos PRAM y RAMP presentan un modo más británico y europeo de llevar a cabo la gestión del riesgo en proyectos, mientras que el capítulo correspondiente del PMBoK es el resultado de las aportaciones de especialistas norteamericanos (canadienses y estadounidenses) y europeos (británicos y españoles), la práctica de la gestión del riesgo en proyectos no difiere sensiblemente entre Norteamérica y Europa.

En este trabajo se presenta una aproximación a la gestión de las oportunidades y amenazas en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos. Para ello se ha partido de la experiencia profesional del autor, acumulada desde el año 1986 con su participación en diferentes proyectos de este tipo y con variados cometidos desempeñados en los mismos.

Con este bagaje personal y el análisis de diferentes procedimientos de gestión del riesgo en proyectos, complementado con entrevistas con profesionales del sector energético con experiencia en proyectos de parques eólicos de ámbito nacional e internacional, se desarrolla una metodología basada en un procedimiento genérico de gestión del riesgo en proyectos, particularizado para los proyectos de parques eólicos desde el punto de vista del propietario.

Importa señalar que, aunque desarrollado para proyectos de construcción, se ha empleado también como referencia de indudable utilidad el procedimiento conocido como “Project Uncertainty Management, PUMA: An Integrated Methodology for Project Risk Management” [del Caño y de la Cruz, 1998]. Por último, como apoyo, lista de comprobación y contraste del listado de riesgos en los proyectos, se han empleado los documentos “Risk Categories and Lists of Risks” [Mulcahy, 2000] y “Una metodología integrada para la respuesta y el control ante los riesgos y oportunidades en proyectos de construcción” [de la Cruz, 1998].

El procedimiento que se propone para la gestión de amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, se describe en los siguientes apartados.

7.2. PLANTEAMIENTO DE LA GESTIÓN DE OPORTUNIDADES Y AMENAZAS.

Tras una minuciosa revisión bibliográfica de la que no se pudo obtener ninguna información significativa referente a este tipo de proyectos, se decidió la utilización directa de los conocimientos y documentación recopilada por el autor en sus cerca de veinte años de trabajo en el ámbito del aprovechamiento de recursos energéticos naturales, y, más particularmente, en el de aprovechamiento de recursos eólicos. Con posterioridad se procedió a la realización de un análisis Delphi como medio de validación de la metodología propuesta.

La gestión de las amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se enfoca, de acuerdo con esta experiencia, desde el punto de vista del propietario y del consultor que asiste al propietario. Ello no obstante, este procedimiento puede adaptarse con suma facilidad a las necesidades de cualquier otro tipo de partícipes en el proyecto, siendo incluso de aplicación directa la mayoría de los puntos y aspectos que aquí se tratan.

De acuerdo con la citada experiencia profesional, se ha considerado la aproximación a la gestión de amenazas y oportunidades en este tipo de proyectos estructurada conforme a las diferentes fases del ciclo de vida del mismo, como la más adecuada, tanto por la diferente importancia relativa de las posibles amenazas y oportunidades entre unas y otras fases como por la propia facilidad del análisis con este enfoque.

Como ya en anteriores capítulos quedó recogido y justificado, en el proceso de identificación y análisis de amenazas y oportunidades en un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, se ha utilizado la siguiente desagregación en fases comprensivas de la totalidad de su ciclo de vida:

- 0 – Planificación inicial.
- 1 – Contratación para el estudio de oportunidad.
- 2 – Estudio de oportunidad.
- 3 – Contratación para la evaluación del recurso.

- 4 – Evaluación del recurso.
- 5 – Contratación para el análisis de viabilidad.
- 6 – Análisis de viabilidad.
- 7 – Financiación.
- 8 – Planificación detallada.
- 9 – Contratación para la ingeniería de detalle.
- 10 – Ingeniería de detalle.
- 11 – Contratación para la ejecución.
- 12 – Ejecución.
- 13 – Refinanciación.
- 14 – Transferencia.
- 15 – Contratación para la explotación.
- 16 – Apoyo inicial a la explotación.
- 17 – Explotación.
- 18 – Abandono.

Según igualmente se ha indicado, esta misma desagregación en fases del ciclo de vida de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos será la que se utilice también en el planteamiento metodológico de la gestión de las amenazas y oportunidades en este tipo de proyectos.

Antes de finalizar este apartado conviene aclarar que a lo largo de este trabajo pueden aparecer los términos “riesgo” o “incertidumbre” utilizados para expresar un concepto más amplio del que habitualmente se les suele adjudicar, es decir, y siempre y cuando no se indicase lo contrario, estos términos incluirán aquí tanto el concepto de “amenazas” como el de “oportunidades”.

En efecto, el término “riesgo”, como posibilidad de que ocurra un suceso, cuya probabilidad puede ser medible, acostumbra a usarse con matices exclusivamente negativos (adversidades o amenazas), como contingencia o posibilidad de que suceda un daño, desgracia o contratiempo, mientras que el término “incertidumbre” suele llevar asociada una más amplia significación, que designaría algo genérico y comprensible de la posibilidad de que ocurra un suceso, cuya probabilidad sea o no medible, significación, por tanto, en la que ya se encuentran claramente incluidas tanto las amenazas como las oportunidades.

Algunas veces acostumbra a utilizarse el término “riesgo” como si fuese una clase determinada de “incertidumbre”, distinción que tiene un sentido económico al poder reducirse a certidumbre una probabilidad cuantitativamente determinada mediante la agrupación de los casos, pasando a ser un coste fijo. Cuando el riesgo puede cubrirse con una partida del presupuesto (seguros), deja de tener el significado económico que tenía para los primeros empresarios innovadores, que obtenían o perdían, según los casos, beneficios extraordinarios, según como se presentaban ciertas situaciones imprevisibles [Larousse, 1981].

De las posibles interrelaciones entre el conocimiento y la percepción del mismo, pueden establecerse cuatro áreas: ignorancia (no sé lo que no sé), con escasa percepción de un conocimiento también escaso, amnesia (no sé lo que sé), representativa de una escasa percepción de un conocimiento importante, precaución

(sé lo que no sé), que indica una percepción notable de las propias carencias, y certeza (sé lo que sé), indicativa de una buena conciencia de unos conocimientos amplios [del Caño, 2005].

- percepción +	Precaución	Certeza
	Ignorancia	Amnesia
- conocimiento +		

Tabla 7.1: Matriz percepción - conocimiento.

Las tres primeras regiones consideradas, ignorancia, amnesia y precaución, suponen incertidumbres en el proyecto, pero sólo la tercera de ellas identifica al riesgo en el sentido convencional de amenaza.

Tanto por la evolución en el concepto de gestión de riesgo [Hillson, 2002; Ward y Chapman, 2003; Kolltveit, Karlsen y Grønhaug, 2004], que tiende con claridad a abarcar aspectos tanto negativos (amenazas) como positivos (oportunidades), como por las propias experiencias que sustentan este trabajo, se adopta en él una visión más amplia del riesgo y la incertidumbre, que considere la gestión de las oportunidades y amenazas que puedan surgir en el desarrollo de este tipo de proyectos.

7.3. PLANIFICACIÓN INICIAL.

En esta fase deberá realizarse una primera planificación de la gestión de amenazas y oportunidades en el proyecto, bajo la consideración de que la gerencia de riesgos debe ser entendida más que como una arbitraria exigencia del propietario, como un medio de asegurar el éxito del proyecto y facilitar y abaratar su financiación, coadyuvando además de manera notable en la reducción de los diversos riesgos a los que se expone el proyecto en las diferentes etapas de su desarrollo, desde la concepción del parque eólico hasta su explotación comercial.

En este sentido, la identificación y evaluación de los riesgos en las diferentes fases del desarrollo del proyecto permitirá optimizar los posibles programas de actuación ante los mismos en una doble vertiente, la reducción del riesgo en sí mismo mediante técnicas de ingeniería preventiva complementadas con una verificación o revisión crítica (“due diligence”) del proyecto, por una parte, y la financiación del riesgo, bien internamente, con la utilización de la capacidad propia, bien externamente, transfiriendo aquellos riesgos a los que el mercado asegurador puede aportar soluciones.

Por supuesto, en la auditoría de riesgos del proyecto deben analizarse tanto el área de los riesgos propios de su viabilidad financiera y técnica, como el área de los riesgos patrimoniales del mismo.

Por esta razón, deben revisarse desde los conceptos básicos del proyecto, hasta los detalles de su ejecución: evaluación de recursos y accesibilidad del emplazamiento, diseño mecánico y eléctrico, instrumentación y control, equipos críticos y redundancias, evacuación de la electricidad generada, etc.

A este respecto, en el capítulo 4 se presenta y analiza la relación de tareas a llevar a cabo para el desarrollo de un parque eólico, ordenadas conforme a la evolución cronológica de su ejecución.

De acuerdo con esta relación de tareas, en el capítulo 5 se comentan, y en el listado adjunto se sintetizan, los principales factores que originan amenazas y oportunidades, identificados en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.

De esta forma, se dispone de una amplia base de datos que permite el análisis de las instalaciones y de sus factores de riesgo (amenazas y oportunidades), estructurados conforme a la secuencia temporal del ciclo de vida de este tipo de proyectos.

7.3.1. Planificación de la gestión del riesgo.

En la primera aproximación del promotor a un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, caben dos situaciones extremas: la primera de ellas sería aquella en la que el promotor desconociese tanto el marco general de referencia como las particularidades del desarrollo de este tipo de proyectos; en el segundo de los casos, el promotor contaría ya con una cierta experiencia previa en este ámbito.

En cualquiera de los dos casos mencionados y, por supuesto, en cualquier otra situación intermedia, la planificación inicial debe partir de la identificación lo más clara posible de la idea del proyecto, complementada con la planificación *grosso modo* de sus distintas fases, con un mayor grado de detalle en las fases iniciales.

El plan de gestión del riesgo se configura por consiguiente como una parte o subconjunto del plan de gestión del proyecto en su totalidad. En general, el equipo de proyecto identificará los aspectos críticos iniciales de este tipo de inversiones y establecerá un primer diseño de su posible desarrollo.

En estas tareas previas el promotor deberá ser auxiliado por personas con conocimiento suficiente para la identificación y planificación de las fases iniciales, tanto de la dirección del proyecto como de la propia gestión del riesgo.

Además de los aspectos propios de la dirección del proyecto, se efectuará una primera definición del enfoque que se dará a la gestión del riesgo; para ello, resulta inexcusable una primera identificación de los riesgos en esta fase.

7.3.2. Identificación de los riesgos iniciales.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de este tipo de proyectos, los aspectos fundamentales que deberán identificarse y analizarse en esta fase preliminar son:

Características básicas del emplazamiento seleccionado:

Aptitud eólica del emplazamiento, es decir, si la zona que se elige para la implantación del parque eólico cuenta con perspectivas *a priori* interesantes en cuanto a la existencia de viento suficiente para el desarrollo de un proyecto de este tipo.

Accesibilidad al emplazamiento, que facilite la llegada al mismo de personas y vehículos de pequeño tamaño.

Propiedad de los terrenos, que no imposibilite de antemano el posible proyecto, como podría ocurrir en el caso de reservas de dominio de cualquier tipo, como parques naturales, explotaciones mineras, instalaciones militares, etc.

Marco legal de referencia general:

Existencia de disposiciones que permitan o al menos no impidan la producción independiente de energía eléctrica.

Posibilidad de conexión a la red eléctrica general de las instalaciones de producción independiente de energía eléctrica y regulación de las condiciones de venta de la electricidad producida en tales instalaciones (precio establecido, negociación, etc.).

Política energética y disposiciones favorables para las energías renovables.

Para la correcta identificación y posterior evaluación de los posibles riesgos que surjan de dicho análisis, deberá contarse con la participación de especialistas en meteorología y construcción, así como en los aspectos legales relativos a la producción de electricidad, sin desdeñar las consultas a las autoridades nacionales, regionales y locales con responsabilidades en los aspectos legales citados, así como la entrevista a interlocutores locales que pueden también aportar información de importancia para el proyecto, como pudieran ser particularidades meteorológicas (tormentas, turbulencias, temporales), singularidades de accesibilidad (inundaciones, deslizamientos) o características significativas de cualquier otro tipo (valores paisajísticos, folclóricos o religiosos).

7.3.3. Evaluación cualitativa de los riesgos iniciales.

La evaluación de esta fase inicial, necesariamente cualitativa y sustentada en la experiencia previa de los asesores, puede, evidentemente, llevar al abandono del proyecto, ya sea porque el emplazamiento carezca de unos recursos eólicos mínimos (“no hace viento”), la accesibilidad resulte extremadamente dificultosa (pendientes extremas), su utilización sea inviable (parque natural) o no exista un marco legal mínimo que sustente la inversión (no se prevé la producción independiente o no se permite la conexión al sistema eléctrico general).

De no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que en este caso se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor.

7.3.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Por todo lo anteriormente dicho, la principal respuesta al riesgo será buscar la colaboración en esta fase inicial de especialistas que puedan opinar con garantías sobre los aspectos meteorológicos, constructivos y legales básicos del emplazamiento seleccionado, por lo que se atenderá particularmente a la idoneidad de su selección, recurriendo a sus referencias y experiencia en este tipo de trabajos.

De la misma forma, se pondrá en esta etapa especial cuidado en la mejor selección de los responsables del estudio de oportunidad, evaluación del recurso y análisis de viabilidad que habrán de valorarse para su contratación en las fases siguientes.

Sin duda, el desarrollo de la planificación global del proyecto atendiendo a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.), el apoyo al promotor con un equipo experimentado para dicha planificación inicial, la contratación de un consultor en dirección de proyectos o la utilización de posibles documentos ya existentes con información básica sobre este tipo de proyectos, ayudará sobremanera a la reducción de los riesgos en esta fase.

7.4. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

En esta fase, la gestión de oportunidades y amenazas del proyecto se limita a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores identificados previamente, en este caso, asociados a la selección del equipo responsable de la siguiente fase.

Por consiguiente, se evaluará cuidadosamente la experiencia de los posibles contratistas del estudio de oportunidad, incluidos posibles consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor. Asimismo, se identificarán los puestos clave del equipo, seleccionando (con nombre y apellidos) al personal adecuado para dichos puestos, con la exigencia de cláusulas contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

7.5. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

El seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas, identificados en la planificación inicial, supervisando posibles riesgos residuales, junto con la identificación de nuevos factores de riesgo que hubiesen podido sobrevenir, su análisis cualitativo y la planificación de las oportunas respuestas configuran la gestión de oportunidades y amenazas del proyecto en esta fase.

7.5.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

En la realización del análisis preliminar de las posibilidades técnicas y económicas de inversión en un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, es decir, durante la realización del estudio de oportunidad de dicho proyecto, se aclararán muchos aspectos no suficientemente definidos con anterioridad.

El seguimiento y control de las incertidumbres (oportunidades y amenazas) anteriormente identificadas evidenciará el hecho de que algunos riesgos modificarán su importancia con el desarrollo del estudio (grado de accesibilidad del emplazamiento) e incluso algunos podrían desaparecer totalmente (reservas de dominio sobre los terrenos).

Por contra, la profundización en el análisis de los parámetros que condicionan este tipo de proyectos, hará que afloren factores (incertidumbres, riesgos) hasta entonces no evaluados que originan oportunidades y amenazas, como se comenta en el apartado siguiente.

7.5.2. Identificación adicional de riesgos.

También de acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de este tipo de proyectos, los aspectos adicionales a los recogidos en la fase precedente que deberán identificarse y analizarse en la fase de estudio de oportunidad son:

Características complementarias del emplazamiento seleccionado:

Posibilidades del emplazamiento asumiendo un umbral mínimo del recurso eólico, es decir, capacidad de instalación de aerogeneradores en la zona elegida para la implantación del parque eólico, para poder estimar las dimensiones y posibilidades de producción en dicho emplazamiento.

Grado de accesibilidad al emplazamiento, incluyendo la posibilidad de llegada al mismo de vehículos de gran tamaño, necesarios para el transporte de los aerogeneradores y su montaje.

Particularidades de la propiedad de los terrenos, a fin de poder considerar las compras, alquileres, derechos de paso y servidumbre, expropiaciones y usufructos o cualquier otra circunstancia que pudiese presentarse en la negociación de los derechos de ocupación.

Aspectos climáticos (tormentas, turbulencias, heladas, etc.).

Marco legal regulatorio de la producción independiente de electricidad:

Requisitos exigibles para la construcción de instalaciones de producción independiente de electricidad (planificación territorial, capacidad mínima y máxima, aspectos ambientales y de seguridad, etc.)

Garantías y condiciones de conexión a la red eléctrica general de las instalaciones de producción independiente de energía eléctrica (obligación por parte del sistema eléctrico de aceptar la conexión, condiciones técnicas de la misma, etc.).

Incentivos para la producción independiente de energía eléctrica a partir de recursos energéticos renovables (subvenciones, primas, etc.).

Aspectos técnicos básicos:

Características de referencia de los aerogeneradores a utilizar (dimensiones, altura, rango de funcionamiento, potencia nominal, producción característica).

Características de la infraestructura eléctrica existente en la zona (distancia al emplazamiento, tensión y capacidad de la línea).

7.5.3. Análisis cualitativo del riesgo.

Ya en esta fase resulta imprescindible una primera evaluación de los riesgos identificados en la planificación inicial y en el estudio de oportunidad. La evaluación incluirá la probabilidad de ocurrencia del riesgo analizado y la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.). Tal evaluación servirá para un posterior análisis por medio de matrices de probabilidad e impacto, en el que se establecerá la priorización de los riesgos en función del nivel de importancia o de la gravedad que resultase de la combinación de la probabilidad de ocurrencia y del consiguiente impacto, sin olvidar el hecho cierto de que tales impactos pueden llevar asociados efectos negativos, consecuencia de amenazas, pero también efectos positivos, resultado de oportunidades para el proyecto.

La probabilidad y su impacto deben evaluarse para todos y cada uno de los riesgos identificados. Tal evaluación puede llevarse a cabo por medio de entrevistas o

reuniones con interlocutores con conocimiento y experiencia en los riesgos que se desean evaluar; dichos interlocutores pueden ser miembros del equipo de proyecto o consultores externos especializados.

De manera similar a la de la fase de planificación inicial, deberá contarse con la participación de diversos especialistas, tanto en meteorología aplicada a parques eólicos como en construcción, ingeniería eléctrica, financiación y aspectos legales relativos a la producción de electricidad y ocupación de terrenos, públicos y privados, para la correcta identificación y evaluación de riesgos en esta fase. Resulta muy aconsejable que la coordinación de esta fase sea dirigida por alguna persona con experiencia en la evaluación de riesgos, puesto que el resto de los participantes no tienen necesariamente por qué tenerla.

Tras una primera etapa de definición y estructuración de los factores de riesgo, identificación de los objetivos que sufren impacto y fases del proyecto en que se presentan y desvelan, se procederá al análisis de todos y cada uno de los riesgos, realizándose a continuación su evaluación cualitativa.

Para todos y cada uno de los riesgos identificados, se evaluará la probabilidad de ocurrencia y el impacto consiguiente. El criterio de evaluación, como ya ha quedado apuntado, será cualitativo, estableciéndose una gradación en cinco niveles, tanto para probabilidad como para impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto, identificados en ambos casos por las abreviaturas MB, B, M, A, MA. Deberán anotarse detalles explicativos que justifiquen y aclaren los niveles asignados y las suposiciones en los que se basan, para facilitar eventuales revisiones posteriores.

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

Para una mayor claridad y mejor comprensión de estos conceptos, se propone la realización de una matriz de riesgos, cuya descripción en detalle se presenta en los párrafos que siguen.

Se definen, en primer lugar, las cinco categorías de probabilidad del impacto anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, identificadas respectivamente por las abreviaturas MB, B, M, A, MA.

Debe anotarse que la consideración de la cifra del 50% como referencia de la probabilidad media de ocurrencia con impacto calificado como "muy alto" se ha decidido por el ámbito habitual de desarrollo de este tipo de proyectos, cuya duración no suele prolongarse más allá de los tres años. En este periodo, la duración máxima de la fase más significativa (evaluación de recursos) no suele ir más allá de un año de duración, por lo que parece razonable la apreciación dada a un suceso que puede repetirse en la mitad de los casos.

A partir de este criterio inicial, y al haberse elegido cinco categorías de probabilidad de impacto, se asignaron las restantes en orden descendente a partir de dicho 50%, con los resultados que se proponen en la tabla que se acompaña.

Categorías de probabilidad del impacto		
Categoría	Definición	Descripción
MA	Suceso repetido o que ocurre con frecuencia.	Las condiciones actuales señalan la posibilidad de ocurrencia repetida del suceso en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 50% de los casos.
A	Suceso probable o que ocurre varias veces.	Las condiciones actuales indican la probabilidad de que el suceso ocurra varias veces en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 5% de los casos.
M	Suceso ocasional o probable alguna vez.	Las condiciones actuales señalan la probabilidad de que el suceso ocurra alguna vez, de manera ocasional, en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 0,5% de los casos.
B	Suceso remoto o de no probable ocurrencia.	Las condiciones actuales indican que no es probable la ocurrencia aislada del suceso en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 0,05% de los casos.
MB	Suceso improbable o prácticamente imposible.	Las condiciones actuales señalan que es prácticamente imposible la ocurrencia aislada del suceso en el futuro. La probabilidad media de ocurrencia es del 0,005% de los casos.

Tabla 7.2: Categorías de probabilidad del impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.

De manera similar, se definen, a continuación, las cinco categorías de consecuencia del impacto, también anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, igual y respectivamente identificadas por las abreviaturas MB, B, M, A, MA.

Categorías de consecuencia del impacto	
Categoría	Descripción
MA	Impacto crítico, que puede incluso suponer la garantía o fracaso del proyecto. Necesidad de respuesta general y urgente en todo el ámbito del proyecto, con actuaciones muy importantes durante meses o años. Posibilidad de efectos significativos y generalizados sobre el proyecto. Efectos serios a largo plazo sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
A	Necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del promotor, con actuaciones significativas durante semanas o meses. Posibilidad de efectos importantes pero no generales en el proyecto. Efectos significativos y duraderos sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
M	Necesidad de respuesta urgente desde alguno de los frentes de la promoción, con actuaciones significativas durante semanas. Posibilidad de efectos moderados y localizados en el proyecto. Efectos de corta duración sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
B	Necesidad de respuesta urgente de ámbito limitado, con actuaciones durante días o semanas. Posibilidad de efectos poco importantes en el proyecto.
MB	Consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, emplazamiento o sus proximidades. Sin consecuencias o efectos en el desarrollo del proyecto.

Tabla 7.3: Categorías de consecuencia del impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Se hace notar aquí la necesidad de matización que debe introducirse en las consecuencias del impacto, puesto que desde el enfoque dado al análisis pueden ser negativas, como consecuencia de amenazas, o positivas, originadas por oportunidades.

La razón de haberse considerado aquí el tiempo de actuación exigido por un determinado suceso como referente para el establecimiento de las categorías de consecuencia del impacto, está igualmente relacionado con la duración habitual de este tipo de proyectos y sus fases, de entre uno y tres años. Es evidente que un impacto de este tipo sobre el objetivo temporal, llevaría también asociado un impacto sobre el coste del proyecto.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos que se presenta a continuación.

Consecuencias del impacto	MA	2	3	4	4	4
	A	1	2	3	3	4
	M	1	2	2	3	3
	B	1	1	2	2	3
	MB	1	1	1	1	3
		MB	B	M	A	MA
		Probabilidad del impacto				

Tabla 7.4: Matriz cualitativa de riesgos.

Para la calificación del riesgo, en esta matriz se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo. Lógicamente, para un proyecto concreto, esta convención puede modificarse de acuerdo con los criterios de los promotores, que deberán determinar a qué combinaciones de probabilidad e impacto se les asigna la calificación de riesgo extremo, alto, moderado o bajo. Es conveniente que estas reglas de clasificación del riesgo se establezcan con antelación y se incluyan en la planificación del proyecto y en la planificación de la gestión del riesgo del proyecto.

En algunas ocasiones los riesgos cuyo nivel de probabilidad o de impacto se admitan como obviamente reducidos podrán dejarse al margen de esta evaluación si bien deberán incluirse en una lista de control para su posterior seguimiento y supervisión, puesto que podrían agravarse durante el desarrollo del proyecto.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y conforme a los análisis realizados, de una manera general, que, lógicamente, deberá adaptarse a los casos particulares que se analicen, la importancia de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos (4):

Marco legal que no considere la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no garantice la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca limitaciones extremas en el área prevista para el emplazamiento (parque natural, protección arqueológica, etc.).

Riesgos altos (3):

Marco legal que no favorezca la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no facilite la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca condiciones limitantes en el área prevista para el emplazamiento (protección de la naturaleza, protección arqueológica, etc.).

Accesibilidad del emplazamiento (distancia a las vías de comunicación, pendientes extremas, paso por zonas con limitaciones topográficas, legales o de otro tipo, etc.).

Accesibilidad a la red eléctrica general (distancia excesiva, limitaciones de tensión o potencia, etc.).

Limitaciones del emplazamiento (insuficiencia de espacio, pocas expectativas de un recurso eólico mínimo, limitaciones orográficas, legales o de otro tipo, etc.).

También en esta fase los resultados de la evaluación pueden llevar al abandono del proyecto, ya sea porque el emplazamiento adolezca de unas posibilidades eólicas modestas (insuficiencia de espacio para disponer un número mínimo de aerogeneradores), la accesibilidad resulte extremadamente dificultosa (pendientes extremas que exijan el empleo de medios excepcionales, como helicópteros), su utilización sea inviable (parque natural o cualquier otro tipo de limitación urbanística) o no exista un marco legal mínimo que sustente la inversión (no se prevé la producción independiente o no se permite la conexión al sistema eléctrico general).

De no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que en este caso se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor.

7.5.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Parece poco discutible, visto lo visto, que la principal respuesta al riesgo en esta fase deberá ser la búsqueda de colaboración por parte de especialistas que analicen con rigor tanto los aspectos legales como de planificación del proyecto, así como la estructura organizativa y la coordinación entre promotores.

Por ello deberá ponerse un gran cuidado en la selección del equipo que realizará el estudio de oportunidad, solicitando sus referencias y acreditando la experiencia en este tipo de trabajos.

También es de lo más oportuno el desarrollo de la planificación del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.) y la utilización de documentos ya existentes que puedan aportar información básica que facilite el mejor conocimiento y desarrollo de este tipo de proyectos.

Conviene igualmente buscar en esta fase el apoyo de la administración, tanto para aclarar posibles indefiniciones en el marco de la política energética que pudiesen, de otra forma, dificultar el desarrollo del proyecto, como para recabar su interés y participación en la solución de posibles conflictos que surgiesen en dicho desarrollo.

Por último, deberán seleccionarse cuidadosamente los responsables de la evaluación del recurso y del análisis de viabilidad, cuya idoneidad habrá de valorarse para su contratación en las fases siguientes.

7.6. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.

La gestión de riesgos (incertidumbres, oportunidades y amenazas) del proyecto en esta fase, se reduce a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas que ya han sido identificados previamente y que, en este caso, están asociados a la selección del equipo responsable de la fase de evaluación del recurso eólico.

Por esta razón, y por lo crítico de esta fase, deberá extremarse el cuidado en el análisis de la calidad, experiencia y referencias en este tipo de trabajos de los posibles contratistas para la evaluación del recurso eólico, incluyendo en la selección de equipos de apoyo al promotor posibles consultores especializados en dirección de proyectos. Asimismo, deberán identificarse los puestos clave en estos equipos, seleccionando (con nombre y apellidos) al personal más adecuado para dichos puestos, con la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dichas personas.

7.7. EVALUACIÓN DEL RECURSO.

La gestión de oportunidades y amenazas en esta fase del proyecto viene configurada, en primer lugar, por la implantación de las respuestas diseñadas en la fase precedente y por el seguimiento y control de los factores que originan amenazas y oportunidades identificados en las fases anteriores y, muy especialmente, en la del estudio de oportunidad, con la supervisión de los posibles riesgos residuales. Además, deberá efectuarse la identificación de otros nuevos factores que pudiesen haber surgido, realizando su análisis cualitativo y cuantitativo, finalizando con la planificación de las respuestas a tales riesgos.

7.7.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

Ciertos aspectos de un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, referentes a las posibilidades energéticas de su emplazamiento, resultan casi totalmente aclarados tras haberse realizado el estudio detallado de la factibilidad técnica de dicho proyecto, es decir, una vez finalizada la evaluación del recurso eólico, en el que se completa la caracterización y cuantificación del viento en dicho emplazamiento con su potencial de generación de electricidad empleando un determinado número de aerogeneradores dispuestos de una manera definida.

Con la evaluación del recurso eólico se modificará la ponderación de ciertos riesgos y se despejarán muchas incertidumbres relacionadas con el potencial del emplazamiento seleccionado, como pueden ser la acotación del número de aerogeneradores a instalar y las producciones de electricidad esperadas, o las características estructurales de las máquinas a que obligan las peculiaridades meteorológicas locales. Algunos riesgos podrían llegar a desaparecer totalmente, como la incertidumbre sobre unas posibilidades eólicas mínimas o unas particularidades climáticas extremas.

Al mismo tiempo, el mejor conocimiento de las características eólicas del emplazamiento y de los aerogeneradores que es posible implantar en él, puede hacer que aparezcan nuevos riesgos hasta entonces no valorados, como se comenta en el apartado siguiente.

7.7.2. Identificación adicional de riesgos.

De la experiencia recogida en el desarrollo de estos proyectos puede decirse que los nuevos aspectos, complementarios de los ya recogidos en la fase anterior y que deberán identificarse y analizarse en esta fase de evaluación del recurso son:

Particularidades de la evaluación del recurso eólico:

Capacidad y experiencia del equipo responsable de la toma de datos y evaluación del recurso eólico, incluyendo referencias de trabajos previos, particularmente de los realizados en la zona en estudio, de ser el caso.

Características del equipo de medida, número y tipo de sensores a instalar (veletas, anemómetros, barómetros, termómetros, higrómetros, heliógrafos, etc.), altura de los sensores sobre el nivel del suelo, frecuencia de las mediciones y periodicidad del registro de los datos (integración cada diez minutos, cada media hora, etc.)

Calibraciones de los sensores y equipo de registro, refiriéndose tanto a la calibración inicial como a posteriores calibraciones periódicas (anuales, bianuales, etc.), de los sensores y de los equipos de registro, incluyendo en este caso la revisión y ajuste de los coeficientes de corrección, de ser el caso.

Estructura y calidad de la recogida de datos, con referencia a la frecuencia de inspecciones de mantenimiento de las instalaciones, periodicidad de la recogida y de la revisión y depuración de los datos registrados (diaria, semanal, quincenal, etc.) y duración del periodo de medida, nunca inferior a un año.

Características y particularidades de la o las estaciones meteorológicas utilizadas como referencia (faros, aeropuertos, servicio meteorológico, etc.) para el análisis a largo plazo, de ser el caso, con indicaciones precisas de su ubicación relativa al emplazamiento en estudio (distancia, altitud, interferencias orográficas o de otro tipo) y con especial cuidado en la calidad de su cobertura de los datos (escasa, suficiente, detallada, etc.), de las particularidades de su exposición al viento (pobre, deficiente, despejada, etc.), identificando defectos en la fiabilidad de los datos y tendencias acusadas o discontinuidades en los mismos que pudiesen alertar de cambios en la exposición de las estaciones (vegetación, edificación u otras causas) o en los equipos de medida sin haberse efectuado los ajustes convenientes ni advertir de tales incidencias.

Control de calidad de los datos para identificar y eliminar, de ser el caso, aquéllos sospechosos o perdidos, afectados por heladas, electricidad estática, anomalías de funcionamiento de los sensores o equipos y cualquier otro tipo de incidencia.

Características del modelo o modelos utilizados para la evaluación del recurso eólico: de conservación de la masa, tridimensionales de Navier-Stokes, WAsP, MCP, WindPro, etc. [Martín Morillas, 1993; Zubiaur Ruiz, 1993].

Características eólicas del emplazamiento seleccionado:

Situación (latitud, longitud y altura sobre el nivel del mar) y detalles geográficos y orográficos, con referencia a las singularidades y accidentes próximos (mar, lagos y embalses, llanuras, sierras, desfiladeros, etc.), señalando la distancia y altitud con respecto al emplazamiento analizado.

Rango de variabilidad de temperatura, humedad y presión atmosférica, y grado de insolación. Densidad del aire en el emplazamiento y amplitud de variación.

Aspectos climáticos singulares con posible afección al proyecto, como pueden ser las tormentas, turbulencias, heladas, etc.

Caracterización del régimen de vientos en el emplazamiento: direcciones, velocidades medias (diaria, mensual, anual), intensidad de turbulencia (evaluación de rachas y turbulencia), índice de rafagosidad y velocidades máximas para diferentes periodos de retorno, evaluación de calmas, distribución de frecuencias de ocurrencia (direcciones y velocidades), parámetros de Weibull, exponente de la ley de potencia, desviación típica, etc.

Ponderación de los datos históricos disponibles, correlación de tales datos con los obtenidos en el emplazamiento y ajuste para el largo plazo.

Análisis de incertidumbre (precisión de la anemometría, precisión de las correlaciones y ajuste a largo plazo), determinación del error normal y establecimiento de las previsiones a corto y largo plazo (un año y diez años).

Establecimiento del campo de vientos definido para la disposición (localización y altura) de aerogeneradores propuesta. Predicción de la distribución de frecuencias para el emplazamiento y de las condiciones del viento (velocidad media, intensidad de turbulencia, velocidad máxima y racha máxima) para cada uno de los aerogeneradores previstos.

Características de los aerogeneradores más adecuados para el emplazamiento:

Criterios utilizados en la selección del tipo de aerogenerador más adecuado a las condiciones del emplazamiento, como pueden ser la capacidad, eficiencia, velocidad de giro, regulación de potencia, sistema de orientación, condiciones estructurales, seguridad, garantías, etc.

Características básicas de los aerogeneradores cuya utilización se propone, tales como dimensiones generales y pesos, altura del buje sobre el nivel del suelo, rango de velocidades de viento para el funcionamiento, sistema de regulación de potencia (aerodinámico, modificación del ángulo de ataque), sistema de orientación (sotavento, barlovento) y, en su caso, particularidades del accionamiento (número de servomotores, anemómetro y veleta, control optoeléctrico, etc.), tipología de la torre (celosía, tubular, etc.) y su cimentación (losa única, zapatas aisladas, etc.).

Características constructivas de los aerogeneradores propuestos: cumplimiento de las normas IEC 61400-1 [International Electrotechnical Commission, 1999] e IEC 61400-2 [International Electrotechnical Commission, 1996].

Características energéticas de los aerogeneradores propuestos: potencia nominal, curva de potencia, producción característica anual, coeficiente de potencia. Presentación de los datos conforme a la norma IEC 61400-12 [International Electrotechnical Commission, 1998].

Cumplimiento de otras normas de la Comisión Electrotécnica Internacional, en particular IEC/TS 61400-13 [International Electrotechnical Commission, 2001], IEC/TS 61400-14 [International Electrotechnical Commission, 2005], IEC 61400-21 [International Electrotechnical Commission, 2001], IEC/TS 61400-23 [International Electrotechnical Commission, 2001], IEC/TR 61400-24 [International Electrotechnical Commission, 2002] e IEC WT 01 (International Electrotechnical Commission, 2001).

Diseño básico de la implantación de aerogeneradores en el emplazamiento:

Criterios utilizados para el diseño preliminar de la implantación de los aerogeneradores en el emplazamiento elegido (exposición a los vientos dominantes, evitación de posibles resguardos, opción de disposición en alineaciones o al tresbolillo, elección de la separación entre aerogeneradores de la misma cuerda y entre cuerdas contiguas, altura inicialmente prevista de los ejes de los rotores sobre el nivel del suelo, etc.).

Características energéticas del parque eólico diseñado:

Especificación de la curva de potencia del aerogenerador que se propone y que se ha utilizado para los cálculos de producción. Caracterización conforme a la norma IEC 61400-12 [International Electrotechnical Commission, 1998]: potencia nominal, curva de potencia, producción característica anual, coeficiente de potencia.

Verificación del ajuste de la curva de potencia a las condiciones del emplazamiento (altitud, temperatura, densidad del aire).

Características del modelo o modelos utilizados para la evaluación del recurso y la determinación de la producción de electricidad: de conservación de la masa, tridimensionales de Navier-Stokes, WAsP, MCP, WindPro, etc. [Martín Morillas, 1993; Zubiaur Ruiz, 1993].

Sistemática empleada para el cálculo de la producción prevista en cada aerogenerador y de la producción total esperada en el parque eólico, incluida la previsión de pérdidas: por efectos topográficos, por configuración del conjunto, en la transmisión eléctrica, por histéresis con vientos fuertes, por ajustes de la densidad del aire, por disponibilidad de las instalaciones, por mantenimiento de la subestación transformadora, por hielo o suciedad en las palas, por paradas selectivas, por fallo en la red.

Análisis de incertidumbre en la producción: precisión de la anemometría, precisión de las correlaciones, precisión del ajuste a largo plazo, precisión en la curva de potencia del aerogenerador, precisión en el cálculo de pérdidas por estelas y efectos topográficos, variabilidad futura del viento. Establecimiento de las previsiones de producción de electricidad a corto y largo plazo (un año y diez años). Determinación del error normal y de los límites de confianza (probabilidad de superación) para las predicciones realizadas.

7.7.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.

Una segunda evaluación de las oportunidades y amenazas adicionales identificadas en esta fase del proyecto vendrá a añadirse a la de los riesgos ya identificados en la planificación inicial y en el estudio de oportunidad. De la misma forma, esta evaluación atenderá también a la probabilidad de ocurrencia del riesgo analizado y a la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.).

Siguiendo un método similar, se definirán las prioridades de los riesgos en función de su nivel de importancia o de la gravedad que resultase de la combinación de la probabilidad de ocurrencia y del consiguiente impacto, teniendo también aquí en cuenta que los impactos pueden llevar asociados efectos no sólo negativos,

consecuencia de amenazas a los objetivos del proyecto, sino también positivos, de detectarse oportunidades para el proyecto.

Al igual que en las fases precedentes, la probabilidad de ocurrencia y su consiguiente impacto deben evaluarse para todos y cada uno de los riesgos adicionales identificados en esta fase. El análisis cuantitativo se lleva a cabo, en general, después de haber realizado un análisis cualitativo, si bien en algunas ocasiones la experiencia previa puede llevar directamente de la identificación de riesgos a su cuantificación. También puede ocurrir en algunos casos, o para algunos riesgos, que no sea necesaria una evaluación cuantificada para la propuesta de respuestas eficaces a tal riesgo.

En esta fase deberá contarse, fundamentalmente, con la participación de especialistas en meteorología aplicada a parques eólicos, con los medios y conocimientos suficientes para la evaluación, o revisión de la evaluación, del recurso eólico en el emplazamiento propuesto, y la conveniente acotación de los riesgos asociados a tal evaluación. Será igualmente necesario el concurso de expertos con conocimiento de las técnicas de generación de electricidad a partir de la energía del viento y de los diferentes tipos y características de los aerogeneradores existentes en el mercado.

Tras la definición y estructuración de los factores de riesgo, identificación de los objetivos que sufren impacto y fases del proyecto en que se presentan y desvelan, se procederá al análisis de todos y cada uno de los riesgos, realizándose a continuación su evaluación cuantitativa.

El procedimiento de análisis de los datos puede sistematizarse como se indica en los párrafos que siguen.

En general, para un determinado emplazamiento es habitual disponer de dos tipos de datos: los recogidos en una o más torres meteorológicas situadas en el propio emplazamiento y los datos históricos registrados en una o más estaciones meteorológicas de referencia.

En efecto, en la evaluación de las condiciones eólicas de un emplazamiento es una práctica común la de utilizar los datos recogidos en una estación meteorológica próxima como referencia a largo plazo (más de diez años) para los datos recogidos en el emplazamiento, usualmente durante un periodo de tiempo mucho menor, que nunca debería ser inferior a un año.

La utilización de los datos de las estaciones de referencia debe ir precedida de un control que revise la calidad de su cobertura de los datos (escasa, suficiente, detallada, etc.) y las particularidades de su exposición al viento (pobre, deficiente, despejada, etc.), identificando defectos en la fiabilidad de los datos y tendencias acusadas o discontinuidades en los mismos que pudiesen alertar de cambios en la exposición de las estaciones (vegetación, edificación u otras causas) o en los equipos de medida sin haberse efectuado los ajustes convenientes ni advertir de tales incidencias, circunstancias que reducirían de manera significativa el nivel de confianza en los datos a utilizar en el análisis.

El método empleado para determinar las velocidades medias a largo plazo en el emplazamiento se conoce como MCP (Measure-Correlate-Predict) [Zubiaur Ruiz, 1993; Derrick, 1993] y su primera etapa se inicia con la determinación de los datos de viento concurrentes entre la estación de referencia y la estación meteorológica instalada en el emplazamiento. A continuación, estos datos eólicos se utilizan para establecer la correlación entre las direcciones y velocidades de viento en ambas localizaciones. Por último, la correlación obtenida se usa para ajustar los datos

registrados en la estación meteorológica del emplazamiento analizado y calcular así las velocidades de viento esperadas a largo plazo en dicho emplazamiento.

La correlación entre datos concurrentes se realiza mediante la comparación de las velocidades de viento de ambos emplazamientos sectorizadas para cada uno de los doce sectores de 30° de amplitud, con prevalencia de los datos registrados en el emplazamiento que se estudia.

En primer lugar se comparan las direcciones del viento registradas en ambos emplazamientos, para determinar si existen características locales que afectan a los resultados direccionales. Se utilizan únicamente aquellos datos con velocidades de viento superiores a cierto nivel umbral (normalmente, 5 m/s), para evitar la influencia de perturbaciones de origen térmico, más significativas con bajas velocidades de viento.

Seguidamente, se determina, para cada sector de 30°, la relación entre las velocidades del viento en ambos emplazamientos.

Para minimizar la influencia de vientos locales en la relación entre las velocidades de viento en ambos emplazamientos, se procede al filtrado y depuración de los datos, rechazando los registros en los que la velocidad del viento en la estación de referencia cae por debajo del umbral definido. La relación entre los promedios de las velocidades del viento en ambos emplazamientos se emplea para ajustar tal nivel umbral en el emplazamiento de referencia al correspondiente nivel de corte en la localización analizada, asegurando de esta forma una exclusión imparcial de datos. La velocidad del viento para la que se establece este nivel debe lograr un equilibrio entre la exclusión de vientos bajos en el análisis y el poder contar con datos suficientes para el mismo. En cualquier caso, el nivel mínimo que se utilice debe suponer la exclusión de velocidades de viento inferiores a la necesaria para el arranque del aerogenerador, para que no afecte a la determinación de la producción de energía eléctrica prevista.

El equipo de anemometría del emplazamiento se emplea también para recoger datos sobre la turbulencia del viento, determinando la desviación estándar de la velocidad del viento cada hora y dividiendo los datos por la media horaria para calcular la llamada intensidad de turbulencia.

La turbulencia puede surgir de manera natural de la actividad térmica del aire o de la mezcla mecánica que tiene lugar al desplazarse el viento sobre el terreno y sus obstáculos (árboles, edificios). La contribución a la turbulencia de los gradientes térmicos es muy poco significativa con velocidades altas de viento, condiciones en las que predomina la mezcla mecánica, por tanto la más significativa en las aplicaciones energéticas. En los análisis que se realizan, los datos son filtrados y depurados, rechazándose los registros de bajas velocidades de viento, utilizándose habitualmente el umbral de 5 m/s para la exclusión de aquellos datos en los que la velocidad del viento cae por debajo de dicho valor umbral.

Otro parámetro eólico importante, especialmente para la especificación de los aerogeneradores, es la velocidad extrema del viento, siendo una práctica común la de emplear la velocidad máxima para un periodo de retorno de cincuenta años, que equivale a aquella velocidad que tiene un 2% de probabilidad de ocurrencia cada año.

Esta velocidad extrema en un emplazamiento se determina habitualmente utilizando registros anemométricos de, al menos, diez años de duración. Puesto que los datos eólicos de tan largos periodos no están habitualmente disponibles para los emplazamientos seleccionados para la instalación de un parque eólico, estableciéndose la correlación entre datos históricos disponibles y los datos obtenidos en periodos más cortos para el emplazamiento, como ya se ha explicado, el mismo criterio se seguirá para la determinación de las velocidades extremas esperadas.

En caso no de disponerse de un conjunto de datos eólicos de diez o más años, para el cálculo de las velocidades extremas de viento se puede recurrir a las indicaciones de algún código de edificación en lo que se refiere a las cargas de viento en los edificios.

De no resultar tampoco adecuado este procedimiento, en vez de utilizarse las velocidades máximas medias horarias anuales, los llamados valores máximos de tormenta pueden utilizarse para la estimación de las velocidades extremas a partir de un conjunto de datos eólicos correspondientes a un periodo significativamente menor al de diez años, pero que no debería ser inferior a siete años [Cook, 1985]. Los resultados del análisis de Gumbel [Evans et al., 2000; Johnson et al., 1994] de estos datos definen la moda y la dispersión de la distribución de las velocidades extremas anuales, de donde se puede deducir la velocidad extrema media horaria para un periodo de retorno de cincuenta años.

Si el sistema anemométrico no registrase la velocidad de las rachas, dato igualmente de importancia para la especificación de los aerogeneradores, este parámetro puede obtenerse a partir de los registros de velocidad media y desviación típica y de la velocidad extrema media horaria para un periodo de retorno de cincuenta años que se hubiese calculado. En concreto, la tasa o factor de rafagosidad en tres segundos puede calcularse sumándole la unidad al producto de la intensidad de turbulencia por el índice de rafagosidad, tomando este último el valor de 2,98 para casos similares a los que aquí se analizan [Cook, 1985].

El valor de la ráfaga máxima en tres segundos para un periodo de retorno de cincuenta años se determinará entonces como el producto de la velocidad extrema media horaria para un periodo de retorno de cincuenta años multiplicada por el factor de rafagosidad.

En cualquier caso, y en función del tipo de datos de partida que se empleen, es muy recomendable tomar en consideración la incertidumbre potencial asociada a la predicción de las velocidades extremas en la especificación de los criterios de diseño para el emplazamiento estudiado.

El cálculo de la variación de las velocidades medias del viento en el emplazamiento puede efectuarse con el modelo WAsP [Troen y Petersen, 1989; Mortensen et al., 1992] o con cualquier otro programa computacional de modelización del flujo de viento ("wind flow model") de reconocido prestigio. Los cálculos del flujo de viento se harán para los doce sectores de 30º de amplitud que corresponden a las direcciones del viento medidas ("wind rose") y los resultados se obtienen en forma de factores topográficos de correlación o factores multiplicadores ("topographical speed-up factors") relativos a la localización de la estación meteorológica en el emplazamiento que se estudia.

La determinación de las velocidades medias del viento a largo plazo en todas y cada una de las diferentes localizaciones seleccionadas para la implantación de los aerogeneradores en el emplazamiento en cuestión, se lleva a cabo por medio del factor de correlación ("speed-up factor") obtenido para cada rumbo (calculado en sectores de 30º, como anteriormente se indicó) con la ponderación correspondiente a la probabilidad medida que se derivase de la localización de la estación anemométrica.

El paso siguiente es la modelización del flujo conforme a la disposición propuesta para la implantación de los aerogeneradores en el parque eólico, es decir, teniendo en cuenta las pérdidas de energía originadas en el flujo de viento, y por consiguiente, en la producción de un determinado aerogenerador, por la estela provocada por otro aerogenerador situado a barlovento del mismo ("wake losses"). Este cálculo deberá repetirse para todas las direcciones y velocidades y para todos los

aerogeneradores. Existen diferentes modelos computacionales (“array losses models”) para llevar a cabo estos cálculos: Park, WindFarmer, etc. [Sanderhoff, 1992; Verheij et al., 1993; Quinlan, 1994].

Tras la cuidadosa realización de los cálculos señalados, y teniendo en cuenta la eficiencia del sistema de transmisión de electricidad, la tasa de indisponibilidad del parque eólico y cualquier otra posible reducción de la producción bruta, se obtendrá la producción media neta esperada a largo plazo en el emplazamiento. Esta primera cifra de producción podrá optimizarse para cada tipo de aerogenerador seleccionado modificando en los modelos su altura sobre el nivel del suelo y los parámetros de la disposición propuesta en el parque eólico.

Sobre los resultados obtenidos deberá realizarse un análisis de confianza, teniendo en cuenta cuatro categorías de incertidumbre asociadas a la predicción de velocidades de viento en el emplazamiento.

En primer lugar, hay una incertidumbre asociada a la precisión de medida del anemómetro. Si los anemómetros no han sido calibrados individualmente, el control de calidad por lotes puede llevar asociado un error del orden de un 2%. Además, habrán de tenerse en cuenta otros efectos de segundo orden, tales como el embalamiento (anemómetros de cazoletas), la degradación del sensor y las variaciones de densidad del aire, que llegan a representar un error del orden del 1%.

En segundo lugar, aparece un error de análisis en la correlación para cada sector de dirección, a partir del cual se determinará el error estándar (considerando un proceso de Gauss) para las velocidades medias del viento a largo plazo y, asumiendo una distribución normal, podrán calcularse los límites de confianza para la predicción, es decir la probabilidad de superarse una determinada velocidad media del viento a largo plazo. Esta determinación de la precisión de la correlación deberá llevarse a cabo para las diferentes correlaciones que puedan haberse realizado en el análisis, como pueden ser entre la estación de referencia y el emplazamiento o para diferentes alturas de los sensores sobre el nivel del suelo.

En tercer lugar, existe una incertidumbre asociada a la suposición de que los datos históricos de la estación de referencia son representativos de las características meteorológicas en periodos más largos. El estudio de los datos históricos arrojará una variabilidad típica en la velocidad media anual del viento, variabilidad que, a falta de otros datos, de acuerdo a la experiencia recogida y para periodos de medida de seis años, puede establecerse en torno al 7%, cifra que servirá para definir la incertidumbre de asumir que la velocidad media del viento a largo plazo sea definida por tal periodo de seis años.

Por último, incluso aunque la velocidad media del viento a largo plazo estuviese perfectamente definida, existirá cierta variabilidad en las futuras velocidades de viento observadas en el emplazamiento seleccionado. Esta variabilidad depende del periodo temporal considerado, por lo que tanto los resultados (producción esperada) para el primer año de operación como los correspondientes a un periodo de diez años (producción media esperada en un periodo de diez años de operación) deben incluirse en el análisis de incertidumbre. Una vez calculado el error estándar asociado con la producción de energía (considerando un proceso de Gauss), y asumiendo una distribución normal, podrán determinarse los límites de confianza para las correspondientes predicciones, expresados como el porcentaje de probabilidad de que un cierto valor de dicha producción anual sea superado a largo plazo.

En el procedimiento se asume que las series temporales de velocidad de viento son aleatorias y carentes de tendencias sistemáticas. Debe tenerse especial cuidado en verificar que las condiciones y consistencia del sistema de medida y su exposición

a los vientos se han mantenido sin variaciones a lo largo de los periodos de datos eólicos analizados; en caso contrario sería muy difícil evaluar las incertidumbres asociadas a tales variaciones, por lo que sería posiblemente más oportuno el prescindir de esos datos.

En lo que respecta a las previsiones de producción de energía eléctrica, suelen considerarse tres categorías de incertidumbre.

La incertidumbre que depende de la velocidad media del viento a largo plazo se deriva de la incertidumbre total de la velocidad del viento, resultado de los tres primeros tipos de incertidumbre anteriormente analizados, empleando un factor que relacione la sensibilidad de la producción anual de energía con los cambios en la velocidad media anual del viento. La sensibilidad se obtiene por un análisis de perturbación en torno a la estimación central.

Las incertidumbres asociadas a los modelos topográfico y de estelas empleados, a falta de mejores datos, se establecerán conforme a las pruebas de validación realizadas a escala real, que muestran una precisión del 1% en la mayoría de los casos. En terreno excesivamente complejo o cuando la anemometría local se encuentra algo alejada de los aerogeneradores, resulta más apropiada la cifra del 3% [Warren, 1995].

Las incertidumbres dependientes de la futura velocidad del viento (descritas en la cuarta categoría anterior) se obtendrán también mediante un factor que relacione la sensibilidad de la producción anual de energía con los cambios en la velocidad media anual del viento. La sensibilidad se calcula por medio de un análisis de perturbación en torno a la estimación central.

La incertidumbre total asociada a la producción de energía esperada en el parque eólico estudiado se obtendrá como suma del conjunto de las incertidumbres individuales, consideradas de esta forma como errores independientes.

Otro tipo de incertidumbres, como la garantía de la curva de potencia de los aerogeneradores, la producción por aerogenerador asociada a una cierta velocidad del viento o la disponibilidad del conjunto de las instalaciones del parque eólico son generalmente objeto de contrato entre las partes (promotor con suministrador de aerogeneradores, promotor con responsables de explotación, etc.), por lo que con referencia a las cifras que figuren en los respectivos contratos deberán ser consideradas en el análisis.

Desde el punto de vista de la viabilidad económica del proyecto, el análisis de los valores de producción de electricidad esperada, con sus límites de confianza, determinará aquéllos que pueden resultar aceptables. Estos valores de producción definirán los ingresos previstos a lo largo de la vida del proyecto, ingresos que, lógicamente, deberán ser suficientes para cubrir los gastos de explotación de las instalaciones, incluyendo las necesarias reposiciones y reparaciones, y la amortización de las inversiones, generando además un margen de explotación superior al coste de oportunidad de los capitales invertidos en el proyecto.

En el entorno del análisis coste-beneficio son numerosos los posibles criterios de cuantificación. Los criterios cuantitativos de economicidad más usuales en el análisis coste-beneficio de los proyectos de parques eólicos son el criterio del valor actualizado neto y el de la tasa interna de rentabilidad. El periodo que habitualmente se analiza es de veinte años, por ser este el plazo que se considera para la vida útil de este tipo de proyectos.

Puesto que muchos datos de la inversión a realizar no se conocen todavía con la exactitud suficiente en esta fase, los parámetros que se emplean son aproximados,

pero suficientemente ilustrativos para una primera toma de decisiones sobre la continuación del proyecto o su abandono.

Aunque, ciertamente, son numerosos los parámetros que intervienen en la determinación de la rentabilidad y pueden modificarla (precio de la electricidad vendida, coste del dinero, etc.), esta primera aproximación a la viabilidad del proyecto que se deriva del análisis de los datos de viento puede hacerse utilizando el llamado “factor de capacidad del parque eólico”, que podría definirse como el porcentaje de utilización equivalente de las instalaciones.

Dicho de otra forma, de las cifras de producción esperada obtenidas pueden obtenerse las horas de utilización equivalente anual, o relación entre dicha producción y la potencia nominal de las instalaciones, que representa las horas anuales que debería funcionar el parque eólico a su potencia nominal para obtener la producción esperada. La relación porcentual entre las horas equivalentes así calculadas y la máxima utilización posible (es decir, 24 h/día x 365 días/año = 8.760 h/año) es el factor de capacidad (o factor de utilización) arriba definido.

Esta cifra sirve como índice de la calidad del emplazamiento seleccionado y el parque eólico definido y su valor actual (de acuerdo con los costes de inversión y financiación) puede fijarse en un mínimo de 2.100 h/año (24%), aunque lógicamente existen emplazamientos que se explotan rentablemente con menos horas de utilización equivalente, ya sea por unos costes inferiores de inversión, una mayor retribución a la producción o cualquier otra razón que afecte a las cuentas de explotación del parque eólico.

Sirva como referencia y ejemplo indicar que los resultados medios de explotación estimados de acuerdo con los datos reales de diferentes países dan cifras que van desde las escasas 1.794 h/año (20,5%) en Alemania [Deutsches Windenergie-Institut, 2005] a las rentables 2.628 h/año (30%) del Reino Unido [BTM Consult, 2005]. En España este promedio está en las 2.100 h/año (24%), si bien existen algunos emplazamientos, por ejemplo, en Galicia, con cifras próximas a las 3.100 h/año (35,4%) [Lara, 2002]. Evidentemente, la continua reducción de costes y las mejoras en la eficiencia de los aerogeneradores permite aprovechamientos rentables en localizaciones de cada vez más baja capacidad.

Un parámetro de referencia todavía más simple, que fue ampliamente utilizado en los primeros tiempos del desarrollo de la energía eólica, y que todavía es empleado hoy en día como una primera aproximación a las posibilidades del emplazamiento, es el de la velocidad media anual del viento. También bajo este punto de vista, la progresiva reducción de los costes y las notables mejoras en la eficiencia de los aerogeneradores utilizados van permitiendo la realización de aprovechamientos rentables en emplazamientos cuyas relativamente bajas velocidades medias de viento hacía que anteriormente ni se tomasen en consideración; baste decir, como referencia y paradigma, que mientras que en el año 1986 se investigaban en España, casi exclusivamente, áreas con velocidades medias de viento superiores a 8 m/s, ya en el año 1996, se aceptaban incluso zonas con poco más de 6 m/s de velocidad media anual.

En algunas ocasiones los riesgos cuyo nivel de probabilidad o de impacto se admitan obviamente reducidos podrán dejarse al margen de esta evaluación si bien deberán incluirse en una lista de control para su posterior seguimiento y supervisión.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y conforme a los análisis realizados, de una manera general, que, lógicamente, deberá adaptarse a los casos particulares que se

analicen, la categorización de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos:

Marco legal que no considere la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no garantice la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca limitaciones extremas en el área prevista para el emplazamiento (parque natural, protección arqueológica, etc.).

Riesgos altos:

Marco legal que no favorezca la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no facilite la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca condiciones limitantes en el área prevista para el emplazamiento (protección de la naturaleza, protección arqueológica, etc.).

Accesibilidad del emplazamiento (distancia a las vías de comunicación, pendientes extremas, paso por zonas con limitaciones topográficas, legales o de otro tipo, etc.).

Accesibilidad a la red eléctrica general (distancia excesiva, limitaciones de tensión o potencia, etc.).

Limitaciones del emplazamiento (insuficiencia de espacio, pocas expectativas de un recurso eólico mínimo, limitaciones orográficas, legales o de otro tipo, etc.).

Conviene destacar aquí la importancia de la adecuada ponderación de la potencia producible obtenida como resultado de la evaluación del recurso. En efecto, de no existir la referencia de datos históricos fiables durante un periodo suficientemente extenso, que permita ajustar las predicciones de producción con un nivel aceptable de incertidumbre, es aconsejable extender el periodo de mediciones en el emplazamiento hasta un mínimo de tres años, por la gran variabilidad meteorológica que puede encontrarse y que podría distorsionar los resultados esperables con valores tendenciales pesimistas u optimistas, en función de las características eólicas del año empleado como base para la evaluación del recurso.

Evidentemente, también en esta fase los resultados de la evaluación pueden llevar al abandono del proyecto, ya sea porque el emplazamiento adolezca de unas posibilidades eólicas modestas (insuficiencia de espacio para disponer un número mínimo de aerogeneradores), la accesibilidad resulte extremadamente dificultosa (pendientes extremas que exijan el empleo de medios excepcionales, como helicópteros), su utilización sea inviable (parque natural o cualquier otro tipo de limitación urbanística) o no exista un marco legal mínimo que sustente la inversión (no se prevé la producción independiente o no se permite la conexión al sistema eléctrico general).

De no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que en este caso se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor.

7.7.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Como lógica consecuencia de lo visto, la principal respuesta al riesgo en esta fase será la de lograr la colaboración de especialistas que analicen con el máximo rigor las posibilidades eólicas del emplazamiento seleccionado, sin dejar de lado los aspectos legales y de planificación del proyecto a partir de los nuevos datos.

Deberá, por consiguiente, ponerse especial cuidado en la selección del equipo que habrá de realizar la evaluación del recurso eólico, contrastando sus referencias y acreditando su experiencia en estas tareas.

Puede también resultar de lo más oportuna la utilización de documentación técnica ya existente que pueda aportar información de utilidad para un mejor conocimiento y desarrollo de este tipo de proyectos.

Es igualmente útil el apoyo de la administración, tanto para ayudar a la solución de posibles conflictos que surgiesen en esta fase, como para aclarar eventuales indefiniciones en el marco de la política energética que pudiesen, de otra forma, dificultar el desarrollo del proyecto.

Finalmente, deberá procederse a la selección cuidadosa de los responsables del análisis de viabilidad y la ingeniería de detalle, cuya idoneidad habrá de valorarse antes de proceder a su contratación en las fases siguientes.

7.8. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

En esta nueva fase, la gestión de las oportunidades y las amenazas del proyecto se limitará a la implantación de las respuestas que han sido concebidas en la fase anterior, así como al seguimiento y control de los factores que han sido identificados previamente asociados, en este caso, a la selección del equipo que se responsabilizará de la siguiente fase.

Por consiguiente, se evaluará cuidadosamente la experiencia de los posibles contratistas del análisis de viabilidad, con la posible inclusión de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en la selección de los equipos de apoyo al promotor, solicitándose referencias en las peticiones de oferta, que deberían en todo caso contrastarse con los clientes.

A este respecto, sería indudablemente de gran utilidad para los promotores el que se elaborase por parte de las administraciones públicas (o de alguna entidad o asociación particular) alguna publicación en la que se indicasen los criterios fundamentales para orientar y facilitar la selección con garantías de este tipo de empresas.

7.9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

En esta fase del proyecto, en la que se culmina el diseño conceptual del parque eólico, con la distribución en planta del conjunto, incluidos los accesos, el centro de control, la subestación de transformación eléctrica (de ser el caso) y se define la estructura de evacuación de la energía eléctrica generada, además de evaluarse la factibilidad legal,

económica y financiera, la gestión de oportunidades y amenazas se configura, en primer lugar, por la implantación de las respuestas diseñadas en la fase precedente y por el seguimiento y control de los factores que originan amenazas y oportunidades identificados en las fases anteriores y, muy especialmente, en la de evaluación del recurso eólico, con la minuciosa supervisión de posibles riesgos residuales.

Además, deberá efectuarse la identificación de otros nuevos factores que pudiesen haber surgido, realizando igualmente su análisis cualitativo y cuantitativo, para finalizar con la planificación de las respuestas a estos riesgos.

7.9.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

Una vez finalizado el análisis de viabilidad del parque eólico que se propone, en el que, como ya se ha indicado, se completa el diseño conceptual del parque eólico y todas sus instalaciones, la práctica totalidad de los diversos aspectos que definen las posibilidades energéticas de un determinado emplazamiento, incluidos sus aspectos legales, económicos y financieros, deberán quedar perfectamente definidos y delimitados.

Con el análisis de viabilidad se alterará la ponderación de ciertos riesgos, a la vez que se eliminarán las incertidumbres relacionadas con la evacuación de la electricidad producida y los aspectos económicos referentes a la inversión a efectuar.

Algunos riesgos llegarían a desaparecer totalmente, como las incertidumbres asociadas a las posibilidades máximas de evacuación de electricidad, las particularidades de la propiedad de los terrenos en los que se asentará el parque eólico, o los permisos y autorizaciones de las administraciones públicas.

Al mismo tiempo, el mejor conocimiento de las características definitivas de las instalaciones que se proyectan y de las necesidades de financiación asociadas a tal proyecto, puede hacer que surjan nuevos riesgos hasta entonces no valorados, como se pasa a comentar en el siguiente apartado.

7.9.2. Identificación adicional de riesgos.

Con la experiencia acumulada en el desarrollo de este tipo de proyectos, puede decirse que los nuevos aspectos, complementarios de los que ya han sido recogidos en las fases anteriores y que deberán identificarse y analizarse en esta fase de análisis de viabilidad del proyecto, son:

Características técnico económicas del parque eólico propuesto:

Previsiones de producción anual neta de energía eléctrica: valores máximos y mínimos y establecimiento de las proyecciones a corto y largo plazo (un año y diez años).

Necesidades de inversión, incluyendo, además de los aerogeneradores completamente instalados, todas las infraestructuras interiores del parque eólico: redes colectoras de electricidad, sistema de control, viales, edificios, correcciones ambientales, expropiaciones, etc.

Necesidades de inversión en los accesos, incluidas posibles expropiaciones y eventuales medidas correctoras del impacto ambiental.

Necesidades de inversión en las infraestructuras de evacuación a la red general de la energía eléctrica producida: subestación de transformación, líneas eléctricas de interconexión, sistemas de telecontrol, etc., además de actuaciones de protección ambiental y eventuales expropiaciones.

Análisis del mercado eléctrico:

Visión de conjunto del mercado eléctrico y particularidades de la política energética: marco legal para las energías renovables.

Estructura de la industria de generación eléctrica: crecimiento de la demanda y limitaciones en la oferta.

Análisis del marco regulatorio y de las condiciones particulares de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial.

Determinación del precio de venta de la electricidad producida y características del contrato de compraventa de electricidad.

Análisis de la financiación:

Visión de conjunto de la estructura financiera propuesta: capital propio y financiación de la construcción.

Resultados de explotación y evolución de la tesorería.

Caso base de necesidades financieras a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Análisis de sensibilidad.

7.9.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.

Una tercera evaluación de las oportunidades y amenazas adicionales identificadas en esta fase del proyecto vendrá a añadirse a la de los riesgos que ya han sido identificados en la planificación inicial, en el estudio de oportunidad y en la evaluación del recurso eólico. Al igual que en las fases precedentes, esta evaluación atenderá también a la probabilidad de ocurrencia del riesgo analizado y a la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.).

Siguiendo un método similar, se definirán las prioridades de los riesgos en función de su nivel de importancia o de la gravedad que resultase de la combinación de la probabilidad de ocurrencia y del consiguiente impacto, teniendo también aquí en cuenta que los impactos pueden llevar asociados efectos no sólo negativos, consecuencia de amenazas a los objetivos del proyecto, sino también positivos, de detectarse oportunidades para el proyecto.

Al igual que en las fases precedentes mencionadas, la probabilidad de ocurrencia y su consiguiente impacto deben evaluarse para todos y cada uno de los riesgos adicionales identificados en esta fase. El análisis cuantitativo se lleva a cabo, en general, después de haber realizado un análisis cualitativo, si bien en algunas ocasiones la experiencia previa puede llevar directamente de la identificación de riesgos a su cuantificación. También puede ocurrir en algunos casos, o para algunos riesgos, que no sea necesaria una evaluación cuantificada para la propuesta de respuestas eficaces a tal riesgo.

En esta fase deberá contarse, fundamentalmente, con la participación de especialistas en analizar la viabilidad técnica y económica de proyectos de inversión,

capaces de acotar convenientemente los riesgos asociados al proyecto que se somete a evaluación. Será igualmente conveniente el concurso de especialistas en dirección de proyectos.

Tras la definición y estructuración de los factores de riesgo, identificación de los objetivos que sufren impacto y fases del proyecto en que se presentan y desvelan, se procederá al análisis de todos y cada uno de los riesgos, realizándose a continuación su evaluación cuantitativa.

Auditados los resultados de la evaluación del recurso eólico y el consiguiente diseño completo del parque eólico proyectado, que determinarán la viabilidad técnica, el análisis de la viabilidad económica del proyecto requiere una valoración lo más precisa posible de las inversiones necesarias, así como la determinación de los valores de la producción de electricidad esperada, que definirán los ingresos previstos a lo largo de la vida útil del proyecto.

Con estos datos, junto con los gastos previstos de explotación de las instalaciones, incluyendo las necesarias reposiciones y reparaciones, y la amortización de las inversiones, podrá determinarse el margen de explotación esperado y compararlo con el coste de oportunidad de los capitales que será necesario invertir en el proyecto.

Como ya anteriormente quedó indicado, son numerosos los posibles criterios de cuantificación de la rentabilidad del proyecto, o análisis coste-beneficio, si bien los criterios cuantitativos de economicidad más usuales son el criterio del valor actualizado neto y el de la tasa interna de rentabilidad, habitualmente analizados para un periodo de veinte años, plazo aceptado para la vida útil de este tipo de proyectos.

Los resultados propuestos como referencia para la financiación, presentados en la forma habitualmente llamada "caso base" deberán auditarse minuciosamente y someterse al oportuno análisis de sensibilidad. Sin ánimo de profundizar en estos aspectos, por otra parte, suficientemente conocidos y tratados por profesionales especializados en estas tareas, mencionar la utilidad del empleo de herramientas de predicción que utilizan como base la simulación de Monte Carlo para ayudar al análisis de los riesgos y las incertidumbres a ellos asociadas, como puede ser la conocida como "Crystal Ball" [Evans and Olson, 2001; Mun, 2003; Ragsdale, 2004].

De la experiencia obtenida en la participación en diferentes proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y conforme a los análisis realizados, la categorización de los principales riesgos en esta fase, que, obviamente, deberá adaptarse a los casos particulares que se analicen, puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos:

Poca fiabilidad en las previsiones de producción de electricidad, ya sea por insuficiencia de datos o por deficiencias en la evaluación del recurso.

Estimación poco rigurosa de los costes de construcción o de los costes de explotación.

Indefiniciones en el marco general de la política energética o en el marco legal que ampara la producción de electricidad en régimen independiente.

Riesgos altos:

Falta de garantías, directas o indirectas, de mantenimiento de los precios pagados a la electricidad producida por parques eólicos.

Emplazamiento con condiciones que puedan suponer limitaciones o restricciones a la implantación de un parque eólico (protección de la naturaleza, protección arqueológica, etc.).

Dificultades de accesibilidad del emplazamiento (distancia a las vías de comunicación, pendientes extremas, paso por zonas con limitaciones topográficas, legales o de otro tipo, etc.).

Dificultades de accesibilidad a la red eléctrica general (distancia excesiva, limitaciones de tensión o potencia, etc.).

Excesiva vulnerabilidad en el análisis de sensibilidad frente a posibles variaciones de ciertos parámetros del proyecto (desviaciones en el presupuesto, retrasos en la puesta en marcha, reducción del precio de venta de la electricidad, elevación de los tipos de interés, etc.).

Es de destacar de nuevo la importancia de la adecuada ponderación de la energía producible obtenida como resultado de la evaluación del recurso, aspecto ya comentado anteriormente. También, la buena definición del parque eólico y el detalle puesto en la descripción de sus instalaciones conducirá a una valoración más precisa de las inversiones requeridas, cuya imprecisión podría distorsionar notablemente los resultados del análisis.

Como referencia a este respecto, señalar que para un proyecto con una tasa de rentabilidad interna (TIR) del 11%, una variación en $\pm 10\%$ en las horas equivalentes de funcionamiento tiene una repercusión de $\pm 1,5$ o 2 puntos sobre la TIR citada, e idéntica repercusión tiene la misma variación porcentual del precio de venta de la electricidad, mientras que una desviación del $\pm 10\%$ en el importe de la inversión sólo repercute en poco más de un punto en la tasa en cuestión [Domínguez Martínez, 1997].

Por supuesto, todavía en esta fase los resultados de la evaluación pueden llevar al abandono del proyecto, ya sea porque el emplazamiento presente unas posibilidades eólicas modestas (producción insuficiente para la adecuada retribución de la inversión), porque la zona cuente con dificultades de planeamiento (condicionantes ambientales o urbanísticos) o porque ciertos riesgos (accesibilidad al emplazamiento, interconexión con la red eléctrica, marco legal poco definido o claramente desfavorable) resulten excesivos para ser afrontados con unas mínimas garantías de éxito.

Al igual que en las fases precedentes, y en caso de no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar las respuestas a los riesgos residuales, que en este caso se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor.

7.9.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

La principal respuesta al riesgo en esta fase, consecuencia de todo lo visto hasta ahora, será la de lograr la colaboración de especialistas que analicen con el máximo rigor la viabilidad técnica y económica del parque eólico proyectado, obviamente sin dejar de lado los aspectos legales y de planificación del proyecto a partir de los nuevos datos aportados para esta fase.

Por consiguiente, deberá dedicarse una especial atención a la selección del equipo que habrá de realizar el análisis técnico y económico del proyecto, contrastando sus referencias y acreditando su experiencia previa en estas tareas.

Si ello fuese posible, la utilización de documentación técnica ya existente que pueda aportar información de utilidad para un mejor conocimiento y desarrollo de este tipo de proyectos aportará sin discusión valiosa información al respecto.

El apoyo de la administración debe ser un objetivo prioritario, especialmente para aclarar eventuales indefiniciones en el marco de la política energética que pudiesen, de otra forma, dificultar el desarrollo del proyecto. Tampoco será desdeñable el apoyo que pueda lograrse de la administración para cooperar en la solución de posibles problemas relacionados con el desarrollo del proyecto (permisos, autorizaciones, expropiaciones).

Por último, la selección cuidadosa de los responsables de la ingeniería de detalle, cuya idoneidad habrá lógicamente de valorarse antes de proceder a su contratación en las fases siguientes, deberá ser una tarea que merezca la mayor atención por parte del promotor y sus asesores.

7.10. FINANCIACIÓN.

Una vez el proyecto se encuentra perfectamente definido y el resultado del análisis de viabilidad es positivo, se requiere obtener la financiación necesaria para completar el desarrollo del proyecto.

En este punto cabe diferenciar dos posibles formas de afrontar el proyecto: en el primero de los casos, el promotor y constructor del parque eólico afronta igualmente la explotación del mismo, por lo que la financiación requerida lo es para la totalidad del proyecto; en el segundo caso, se afronta únicamente la financiación para la construcción y, una vez en operación las instalaciones, el propietario inicial liquida esta financiación o bien la traspasa al nuevo propietario, que la afrontará junto con la necesaria para la explotación del parque eólico.

La gestión de riesgos (incertidumbres, oportunidades y amenazas) del proyecto en esta fase, se reduce a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas que ya han sido identificados previamente y que, en este caso, están asociados al estudio del proyecto y consiguiente propuesta de su financiación por parte de las entidades bancarias que pudiesen estar interesadas.

En la negociación de la financiación, el banco lleva a cabo su propia identificación de riesgos, seguida de los análisis cualitativo y cuantitativo y de la planificación de las respuestas.

La financiación de proyectos industriales, y en particular, de proyectos energéticos, sufrió un notable cambio en la década de 1990, cuando la presión en España de la banca extranjera llevó al estudio e implantación de productos financieros de mayor complejidad que el mero crédito personal a los promotores o el crédito hipotecario apoyado en las correspondientes garantías reales, evolucionando hacia la utilización de fórmulas *ad hoc*, diseñadas a la medida de cada proyecto concreto [Martín Pino, 1996].

Entre estos instrumentos financieros destaca la financiación por proyecto ("project finance"), que necesitó de la creación de equipos específicos en los bancos que desarrollaron esta línea de negocio, estimulados, en el caso de los proyectos de aprovechamiento de recursos naturales (básicamente, eólicos e hidráulicos) por el hecho de que en este tipo de proyectos están presentes, por una parte, un flujo de ingresos predecible y razonablemente seguro y, por la otra, un instrumento jurídico societario *ad hoc*, aspectos que pueden ser considerados como el axioma o

fundamento de las operaciones de “project finance” o financiación con la garantía del propio proyecto [Olmeda Sarrión, 1996].

Las principales ventajas de la financiación por proyecto pueden resumirse en tres puntos:

- Asegura la financiación del proyecto, al facilitar la obtención de financiación, cumplir el calendario de inversiones y permitir acometer grandes inversiones a empresas que no podrían hacerlo en razón del tamaño de su balance.
- Minimiza el coste de capital del proyecto, al permitir obtener un alto apalancamiento y maximizar el valor del proyecto.
- Minimiza el impacto de la financiación sobre los promotores, al reducir los riesgos asumidos por los socios, no consolidar la deuda en el balance y no deteriorar la calificación (“rating”) de los promotores.

Con el paso del tiempo, esta modalidad de financiación se ha mostrado tan adecuada para proyectos con recurso limitado que muchos promotores anticipan y desarrollan en las fases iniciales de sus proyectos las coberturas que el sector financiero desea para la minimización de las contingencias o riesgos asociados a este tipo de proyectos, con lo que consiguen reducir el coste financiero final y el periodo preciso para la consecución de los fondos.

La identificación, el análisis y la asignación de los riesgos en cada una de las fases es, sin discusión, el aspecto clave del proceso de financiación de los proyectos con recurso limitado, y de los proyectos de parques eólicos en particular. Aquella parte que puede controlar mejor un riesgo específico es la que debe asumir la mayor responsabilidad sobre el mismo.

En efecto, la calificación crediticia de una inversión de esta clase se fundamenta, esencialmente, en los activos y en la capacidad de generación de fondos del propio proyecto, por lo que, al carecerse de la posibilidad de que el balance de los promotores sea el soporte principal del mismo, se hace necesario un esfuerzo analítico que limite de la forma más completa posible la ocurrencia de contingencias que, al adolecer de la cobertura adecuada, harían peligrar la continuidad del proyecto.

La incorporación de los bancos a la estructuración de las operaciones de financiación ha de llevarse a cabo cuanto antes, por mor de evitar o reducir al mínimo posibles decisiones erróneas (acuerdos ya adoptados, contratos ya firmados) que dificultasen la consecución de la financiación bajo unos parámetros razonables. De hecho, las negociaciones para concluir qué parte debe asumir cada contingencia suelen conllevar largas negociaciones para lograr el punto de equilibrio, de modo y manera que los promotores evitan algunos de los riesgos y los bancos asumen algunos más de los que tomarían bajo la óptica de la financiación corporativa.

Desde este punto de vista, pueden clasificarse los riesgos en tres grandes grupos: aquéllos que en ningún caso asumirá el banco, los que serán asumidos por el propio proyecto, y los que deberán ser objeto de reparto entre los diversos agentes que intervienen en la operación, en función de las capacidades de cada cual para su evaluación y control. Es importante también señalar que la incidencia de cada riesgo puede diferir en función de la fase en que se encuentre el proyecto, de tal manera que contingencias problemáticas en un momento determinado del proyecto son asumidas posteriormente sin demasiados inconvenientes. Finalmente, conviene distinguir aquellos riesgos que pueden ser fácilmente objeto de cobertura formal, de aquellos

otros para los que tal materialización documental es difícil, por lo que requieren la realización de estudios de detalle o análisis probabilísticos, o que exigen recabar la opinión de terceros antes de estar en condiciones de ser aceptados por los financiadores [Martín Pino, 1996].

De acuerdo con la experiencia derivada de la participación de diferentes proyectos de financiación de parques eólicos, así como en conformidad con la percepción de los riesgos por parte de los bancos [Casado González, 2002; Casero Echeverri, 1999; Cerro González, 1996 y 1997; Domínguez Martínez, 1997; Fernández-Palacios Carmona, 1993; Ibarrola Mendiguren, 1997; Mantaras García-Figueras, 1993; Martín Pino, 1993 y 1996; Olmeda Sarrión, 1996; Taylor, 1993 y 1993; Vizcaíno, 1993; Zudaire, 1996], se comentan a continuación los riesgos que se consideran de mayor importancia desde el punto de vista de su financiación.

7.10.1. Riesgos de arranque del proyecto.

También conocidos a veces como riesgos estratégicos, desde el punto de vista de la financiación, se entienden como tales todas aquellas contingencias que pueden producirse hasta el momento en el que el parque eólico entra en su fase de explotación comercial y que pueden materializarse en retrasos en la construcción, incrementos en la inversión prevista y aun abandono del proyecto, en el peor de los casos.

Este es el grupo de riesgos que, en general, con mayor dificultad están los bancos dispuestos a aceptar. Por esta razón, el análisis inicial del proyecto adquiere una gran importancia y se lleva a cabo con gran minuciosidad, buscándose coberturas de carácter formal para aquellos aspectos que resultan más críticos. La desagregación de los riesgos a considerar en esta fase se agrupa en tres bloques que se analizan en los siguientes apartados.

7.10.1.1. Riesgos de los promotores.

El análisis de los riesgos de los promotores es el filtro inicial que hace o no viable la financiación bancaria. Por esta razón el primer planteamiento conduce a la evaluación de la racionalidad del proyecto en su conjunto, estudiándose, al menos, los siguientes factores:

- Situación del sector.
- Ubicación del parque eólico.
- Parámetros de producción y referencia a los correspondientes del sector.
- Impacto del proyecto en el sector.
- Experiencia de proyectos anteriores con análogos planteamientos.
- Coordinación con los planes económicos o sectoriales existentes.

Por supuesto, se tiene igualmente en consideración en esta fase inicial, la evaluación propiamente dicha de la idoneidad de los promotores, pudiéndose en ocasiones diferenciar la empresa propietaria del proyecto (project company), las empresas patrocinadoras del proyecto (project sponsors) y las empresas vinculadas al proyecto (joint venture companies), además de la empresa que explotará el proyecto y la

empresa que fabricará los aerogeneradores. En concreto, para todos y cada uno de los implicados, se analizará:

- Solvencia financiera.
- Capacidad técnica para llevar a cabo el proyecto.
- Experiencia en el sector de acuerdo con el papel a desempeñar (promotor, ingeniería, constructor, operador, etc.).
- Adecuación jurídica y cumplimiento de los requisitos legales necesarios.
- Existencia de clasificaciones (“ratings”) específicas.
- Coordinación de los objetivos de los participantes.

Por regla general, no es habitual que en esta fase se establezca cobertura de ningún tipo, sino que la decisión suele concretarse en continuar o no con el estudio del proyecto. De todas formas, en algunas ocasiones sí se plantea ya en esta fase la necesidad de garantizar mediante compromisos formales las aportaciones de capital o deuda subordinada por parte de los promotores.

7.10.1.2. Riesgos de construcción.

El análisis de los riesgos de construcción considera todos aquéllos de carácter eminentemente técnico que impiden el desarrollo del proyecto constructivo en el calendario estimado y con los costes previstos. Estos riesgos pueden derivarse de una o varias de las siguientes causas:

- Imposibilidad o dificultades de acceso al emplazamiento elegido.
- Retrasos en la recepción de materiales, equipos o componentes.
- Incidencias geotécnicas.
- Indisponibilidad temporal de los terrenos.
- Recepción de equipos defectuosos.
- Ineficiencia o falta de productividad de los medios humanos o materiales durante la construcción.
- Revisión de las especificaciones de obra durante la construcción.
- Vicios ocultos en la construcción.
- Incrementos de precio en los medios de producción.
- Modificaciones legales durante la construcción.
- Gastos de estructura superiores a los previstos.
- Carga financiera preoperativa mayor de la esperada, por una mayor duración de las obras.
- Incidencias de siniestrabilidad, sean o no asegurables.
- Causas de fuerza mayor.

La práctica bancaria habitual es que la cobertura de estos riesgos sea realizada mediante garantías externas al propio proyecto y que sean los socios, proveedores o constructores quienes cubran tales contingencias. La manera más corriente de enfrentar esta situación consiste en que un contratista principal suscriba con el promotor un contrato del tipo conocido como “llave en mano” (“turn-key contract”), en el que el precio y el plazo están cerrados, es decir, se trasladan los riesgos de sobrecoste de la inversión y retrasos en la entrega del parque eólico al constructor. Desde el punto de vista del análisis de riesgo, además de revisarse los aspectos jurídicos del contrato, se analizará detalladamente la capacidad técnica y financiera del contratista para hacer frente a los compromisos adquiridos.

En aquellos casos en los que la capacidad del contratista no ofrece suficientes garantías a juicio de las entidades financieras, se exige la garantía de los promotores hasta la recepción y puesta en marcha de las instalaciones, asumiendo ellos los riesgos de sobrecoste y posibles retrasos en la finalización de las obras. Por el contrario, si la capacidad de los contratistas está suficientemente probada, llegan a admitirse varios contratos “llave en mano” para las diferentes partes del parque eólico, e, incluso, se acepta que parte de los costes de construcción (el movimiento de tierras o las conexiones a la red) no gocen de una garantía explícita.

En definitiva, el constructor del parque eólico es quien está en mejor posición a la hora de asumir el riesgo de construcción, por lo que la cobertura de tal riesgo queda prácticamente vinculada al contrato de construcción, cuyos derechos económicos se ceden a las entidades financieras. Por supuesto, se sobreentiende que las especificaciones técnicas están perfectamente definidas, por lo que se revisa la adecuada inclusión en los contratos de los siguientes aspectos:

- Descripción detallada y clara del alcance de los trabajos que se contratan.
- Calendario pormenorizado de los hitos de construcción y montaje.
- Desglose por los principales capítulos de los precios ofertados.
- Régimen de modificaciones y reformados al proyecto inicial.
- Condiciones de transferencia de la propiedad.
- Regímenes de penalizaciones y bonificaciones.
- Forma de pago convenida.
- Supuestos asegurables y de fuerza mayor.
- Ensayos de aceptación y pruebas de finalización.
- Problemática de permisos, licencias y autorizaciones.
- Recepción provisional y definitiva.
- Aavales o garantías a entregar contra los pagos parciales.

En proyectos de envergadura, suele ser también exigible por las entidades financieras la existencia de la figura del director de proyecto (“project manager”), cuya idoneidad es igualmente objeto de análisis crítico por parte de dichas entidades.

El resumen de los principales aspectos a tener en cuenta en el análisis de la construcción e interconexión a la red eléctrica es el siguiente:

- Capacidad y experiencia del contratista principal (engineering, procurement and construction contractor).
- Capacidad y experiencia de los subcontratistas (experienced subcontractors, capabilities and competences).
- Obra civil y geotecnia (geotechnical investigations and civil works).
- Electricidad y comunicaciones (electrical cables, transformers, communications cables and system).
- Infraestructura de alta tensión (supply and construction of high voltage items as substation and interconnection line).
- Control de calidad (quality control and assurance).
- Suministro e instalación de aerogeneradores (WTGs' supply and installation).
- Protocolos de aceptación de aerogeneradores (WTGs' acceptance and reliability testing procedures).
- Acta de aceptación de aerogeneradores (acceptance test and installation certificates).
- Contrato de servicio y mantenimiento de aerogeneradores (WTGs' maintenance and service agreement).
- Contrato de interconexión con la red eléctrica (utility agreement for interconnection arrangements).

7.10.1.3. Riesgos de puesta en marcha.

Se entienden como tales los que se derivan de contingencias que pueden sobrevenir a partir del momento en que el parque eólico está finalizado desde el punto de vista constructivo y hasta su plena y satisfactoria explotación comercial en las condiciones previstas en el proyecto. Tales riesgos pueden agruparse de manera homogénea en tres capítulos:

a) Riesgos tecnológicos y de diseño.

Son aquéllos que se traducen en deficiencias en lo construido, con la consecuencia de deterioros y pérdidas de rendimiento en la operación de las instalaciones:

- Defectos o falta de eficiencia derivados de la ingeniería.
- Defectos de construcción, instalación o montaje.
- Incumplimiento de parámetros técnicos: curva de potencia, producción, disponibilidad.

La mayor parte de las coberturas formales de este apartado suelen incluirse en los contratos de construcción y se basan en las condiciones en las que habrán de realizarse las pruebas de aceptación (acceptance test) para efectuar la recepción provisional o definitiva de los parques eólicos, junto con los mecanismos de penalización adecuados que compensen el futuro déficit en los ingresos netos del promotor del proyecto. Estas penalizaciones pueden recaer sobre los constructores, aunque pueden también ser los promotores quienes asuman ante las entidades

financieras los perjuicios que se ocasionen. Las compensaciones pueden materializarse en el pago de indemnizaciones o en la aportación de mecanismos de financiación sin coste adicional, como puede ser un mayor capital o una mayor deuda subordinada, entre otras.

Además de estas coberturas formales, para la evaluación de estos riesgos y del proyecto en general, suele recurrirse a la contratación de un asesor técnico independiente que emita una tercera opinión (verificación, revisión crítica o “due diligence”) sobre los parámetros del proyecto y su cumplimiento y que actúe en nombre de las entidades financieras como garante de que los criterios de aceptación han sido alcanzados, o, en caso contrario, que evalúe la repercusión económica de los posibles déficits del proyecto. Es evidente que la solvencia técnica del promotor es fundamental para establecer las condiciones de la financiación en este punto.

Para el caso concreto de que el rendimiento del aerogenerador esté por debajo de los parámetros establecidos por el fabricante, riesgo designado a veces como riesgo de curva de potencia, suelen preverse y proveerse mecanismos de mitigación como el contrato de garantía de producción (output guarantee), el historial de funcionamiento del aerogenerador (wind turbine track record) y las pruebas generales de funcionamiento y recepción definitiva (completion test). Si el aerogenerador cuenta con un historial de funcionamiento (track record) adecuado, el riesgo de curva de potencia puede incluso ser asumido por el propio proyecto.

En cuanto al riesgo de disponibilidad del aerogenerador, es decir, la posibilidad de que dicho aerogenerador esté en condiciones de producir electricidad un número de horas-año equivalentes inferior al establecido en el estudio financiero de referencia o caso base (base case), los mecanismos de mitigación suelen ser, además de la garantía de producción (output guarantee), la garantía de disponibilidad (availability guarantee), por la que el promotor, o, en su caso, el responsable de explotación del parque eólico, garantiza un determinado porcentaje de disponibilidad de los aerogeneradores.

La experiencia probada del responsable de explotación del parque eólico, junto con un óptimo historial de disponibilidad del aerogenerador, puede suponer que el riesgo de disponibilidad sea asumido por el propio proyecto. En cualquier caso, el operador del parque eólico es quien está mejor capacitado para la asunción de este riesgo.

b) Riesgos administrativos y legales.

Incluye este apartado aquellos acontecimientos que retrasan o hacen imposible la explotación comercial de las instalaciones:

- Falta de licencias.
- Autorizaciones insuficientes.
- Limitaciones ambientales.
- Exigencia de cambios en el diseño inicial.
- Procedimientos judiciales.

Las entidades financieras pueden asumir el riesgo de ocurrencia de estas incidencias siempre y cuando vayan disponiendo puntualmente de información transparente y

veraz del desarrollo del proyecto. Por esta razón, los servicios jurídicos bancarios o los adecuados asesores externos acostumbran a realizar el proceso de verificación o revisión crítica (“due diligence”) de estos aspectos administrativos y legales, anticipando posibles dificultades en el proceso.

Las autorizaciones, permisos y licencias, tanto de construcción como de operación que es necesario revisar, entre otras, son:

- Autorización producción régimen especial (granting of special producer status)
- Declaración de impacto ambiental (environmental authorisation)
- Autorización administrativa del proyecto (administrative authorisation)
- Declaración de utilidad pública (public utility declaration)
- Aprobación del proyecto sectorial (zoning approval)
- Aprobación definitiva del proyecto (definitive project approval)
- Licencias municipales de obra y actividad (municipal permits, works and activity licenses)
- Autorización de puesta en marcha (comercial operation license)
- Inscripción en el registro de producción en régimen especial (recording of the project with the registry of special producers)
- Licencias municipales definitivas de actividad y apertura (municipal permits, final activities and opening licenses)

c) Riesgos políticos y sociales.

Se consideran aquí los riesgos derivados de algún tipo de reticencia u oposición al desarrollo del proyecto por parte de organizaciones políticas o ciudadanas, que pudiesen materializar opiniones contrarias a la puesta en marcha del parque eólico:

- Obstrucción al proyecto.
- Campañas de prensa.
- Presión política.

Estas contingencias suelen escapar a la capacidad de análisis y, sobre todo, de respuesta de las entidades financieras, por lo que deben afrontarse mediante su debida cobertura, ya como caso de fuerza mayor asegurable, ya mediante el compromiso de los promotores de absorción de su eventual impacto financiero sobre el proyecto. A este respecto, debe hacerse notar que el cumplimiento estricto de todo el proceso administrativo (que se incluiría en el grupo precedente), con especial consideración de los aspectos ambientales, contribuye de forma notable a la mitigación del riesgo.

7.10.2. Riesgos logísticos.

Desde el punto de vista de las entidades financieras, se entienden como contingencias logísticas la falta de medios de producción, tanto principales como auxiliares o

complementarios, así como la imposibilidad de distribución del producto. En el caso de un parque eólico, tales conceptos se conjugan casi exclusivamente en las circunstancias relacionadas con la adecuada disponibilidad de viento en las condiciones requeridas para la operatividad de las instalaciones:

- Deficiencias en la evaluación del recurso eólico, sea por inadecuación de los equipos de medida, insuficiencia de datos, falta de calidad en las técnicas de análisis o impericia de los responsables de dicha evaluación.
- Inaplicabilidad de las predicciones meteorológicas a largo plazo por defectos de correlación entre estaciones de medida, bien por razones geográficas, topográficas, orográficas, térmicas o combinaciones de ellas.
- Factores meteorológicos extraordinarios, con la consecuencia de modificaciones estacionales o circadianas en la intensidad, dirección o rafagiosidad del régimen local de vientos.
- Falta de disponibilidad o alteración del campo de vientos en el emplazamiento por una deficiente implantación de los aerogeneradores, con la consecuencia de estelas, interferencias, turbulencias, etc.; en general, pérdidas de eficiencia.

Este grupo de riesgos resulta especialmente sensible para las entidades financieras, ante la evidente imposibilidad de reemplazar los aprovisionamientos de las materias primas (el viento) precisas para el proceso productivo (generación de energía eléctrica). Puesto que este riesgo estará presente a lo largo de toda la vida del proyecto, se acepta su calificación como uno de los riesgos que debe asumir el propio proyecto, si bien se busca su mitigación con el desarrollo de una experiencia temporal previa, el contraste de resultados con otras instalaciones o la exigencia de unos mínimos garantizados. Los instrumentos de mitigación a los que se acude pueden ser, entre otros:

- Utilización de consultores externos especializados en la evaluación del recurso eólico, tanto en sus aspectos físicos y meteorológicos, como en los aspectos informáticos y estadísticos, de manera que ofrezcan suficientes garantías en la estimación de los flujos de viento a largo plazo.
- Establecimiento de un periodo de tiempo (con mínimos habituales de tres a cinco años) en el que sea inicialmente asumido por los promotores este tipo de riesgos, comprometiéndose a la aportación adicional de fondos, descuentos en los precios de los equipos, pago de indemnizaciones, amortización de créditos, pago del coste financiero o, incluso, sustitución de los aerogeneradores hasta alcanzar los mínimos de rentabilidad que se hubiesen acordado. Estos compromisos pueden establecerse mediante una combinación de las opciones mencionadas y pueden limitarse a una cobertura parcial a partir de la cual sea el propio proyecto el que soporte los riesgos en cuestión.
- Contrato de garantía de producción, mediante el cual el promotor asegura una determinada producción mínima anual de electricidad. En ocasiones, esta garantía finaliza una vez realizada la recepción definitiva del parque eólico (completion test), tras la que el riesgo es asumido por el propio proyecto.
- Contratos de gestión o explotación explícitos con rendimientos garantizados a cargo del responsable y cobertura de la eventualidad de unos ingresos inferiores a los previstos, ya sea por la inadecuación del recurso eólico o por

otras incidencias de operación, como pueden ser las averías o la indisponibilidad de la red eléctrica general.

Otros riesgos logísticos en los proyectos de parques eólicos son de mucha menor importancia, puesto que derivan de posibles problemas de acceso a las instalaciones para el suministro de materiales auxiliares, dificultades en las comunicaciones y sistemas de control o contingencias en el sistema de interconexión a la red eléctrica, y acostumbran a haberse resuelto con anterioridad a la entrada en operación de las instalaciones en el caso de que la cuantía de su impacto pudiese hacer peligrar el desarrollo del proyecto.

Los aspectos básicos mínimos que deben someterse a análisis en este apartado, son:

- Emplazamiento (project site and land arrangements):
 - Aptitud eólica del emplazamiento (project site details, prevailing winds, temperature).
 - Propiedad de los terrenos, derechos de paso y servidumbre, expropiaciones, usufructos (land arrangements, surface rights, easements, expropriation rights).
- Aerogeneradores (wind turbine generators, WTGs):
 - Experiencia y capacidad del fabricante (experienced WTG manufacturer).
 - Tecnología y características del aerogenerador (WTG performance, power production, noise, power quality).
- Evaluación del recurso eólico (wind assessment):
 - Capacidad y experiencia del responsable de la evaluación de recursos eólicos (experienced wind resource assessment company).
 - Características del equipo de medida (wind data measurement and recording equipment).
 - Calibraciones (calibration).
 - Estructura y calidad de la recogida de datos (wind data collection).
 - Ponderación de datos históricos (historical wind data weighting).
 - Análisis de incertidumbre y previsiones a largo plazo (long term uncertainty analysis).
 - Evaluación de rachas y turbulencia (turbulence intensity and gust wind speeds).
 - Producción prevista y prevision de pérdidas (projected energy output, topographical effects, array losses, electrical transmission losses, high wind hysteresis, air density adjustments, availability, substation maintenance, blade icing and blade fouling, columnar shut down).

7.10.3. Riesgos operativos.

Reciben la consideración de tales, aquellas contingencias inherentes al propio parque eólico que pueden sobrevenir a lo largo de la fase de explotación comercial, ya como consecuencia de defectos en los propios equipos que apareciesen en las fases más

avanzadas del proyecto, ya como resultado de deficiencias en las tareas de servicio, mantenimiento y operación de las instalaciones o bien como conclusión de una inadecuada gestión de dicho parque eólico. Algunas de las posibles circunstancias a valorar y que serían, en su caso, objeto de la adecuada cobertura, son:

- Averías derivadas de una operación inadecuada.
- Deterioro prematuro de equipos o elementos productivos.
- Reducciones de la disponibilidad por unas mayores necesidades de mantenimiento.
- Incrementos de los gastos de estructura por impericia o inexperiencia.
- Retrasos en la disponibilidad de repuestos en el plazo requerido.
- Errores en la operación del parque eólico.
- Excesivo consumo de materiales auxiliares.
- Impactos ambientales superiores a los previstos, con exigencia de corrección.

Las coberturas para tales contingencias difieren en función del responsable de la explotación del parque eólico, siendo preferible por las entidades financieras el reflejo minucioso de las condiciones de explotación en un contrato explícito con un operador con referencias y experiencia; de no ser así, asumiendo la explotación el propio promotor, las garantías de rendimientos mínimos suelen traducirse en requisitos financieros adicionales a cumplir por los promotores.

Los términos que las entidades financieras habitualmente exigen incluir expresamente en los citados contratos de operación, o en las garantías no contractuales de los promotores, son:

- Establecimiento de las normas de operación de todos los equipos.
- Criterios de realización de las operaciones de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.
- Fijación del procedimiento de penalizaciones y bonificaciones por rendimientos menores o mayores de los previstos.
- Remuneración a percibir por el operador, estructuración y criterios de revisión.
- Política de repuestos y suministros.
- Contratos de mantenimiento externo a suscribir, de ser el caso (por ejemplo, subestación de transformación).
- Estudio de la posibilidad de vincular los gastos de operación a los ingresos del proyecto, así como de establecer un límite a los mismos y de subordinar su pago a la atención previa a otros desembolsos del proyecto.

Para el caso de un posible crecimiento de los costes de operación y mantenimiento por encima de los valores establecidos en el estudio financiero de referencia o caso base, el mecanismo de mitigación consiste en realizar un contrato de operación y mantenimiento que incluya una cifra máxima en términos absolutos por este concepto, asumiendo el responsable de la explotación cualquier incremento por encima del máximo establecido.

Cabe también la posibilidad de que el contrato de operación y mantenimiento incluya una estructura variable de estos costes o la subordinación de parte de estos gastos, e incluso en algunos casos los riesgos de operación y mantenimiento son asumidos por el promotor hasta que tiene lugar la recepción definitiva (completion test), trasladándose entonces el riesgo al propio proyecto.

Los aspectos mínimos que, en cualquier caso, deberán ser cuidadosamente analizados, son:

- Capacidad y experiencia del responsable de explotación (experienced operador for project management, operations and service).
- Estructura de operación, protocolos, garantías (work processes and engineering integration).
- Servicio y mantenimiento, programado y no programado, repuestos, consumibles, herramientas y equipo auxiliar (maintenance and service, scheduled and unscheduled, spare parts, consumables, tools and equipment).
- Contrato de explotación, alcance, responsabilidades, garantías (management, operation, maintenance and administration services, MOMA).
- Garantías y compromisos de los fabricantes (manufacturers' warranties and undertakings).
- Costes de operación y mantenimiento (operations and maintenance costs).

7.10.4. Riesgos económico-comerciales.

Son aquellos riesgos que se derivan de las contingencias que pueden impedir o dificultar la venta de la energía eléctrica producida en condiciones de rentabilidad, así como el consiguiente cobro de los importes adeudados. Las posibles contingencias que deben tomarse en consideración, son:

- Carencia de regulación de las condiciones de cesión de la energía eléctrica producida.
- Mecanismos de precios no garantizados.
- Incumplimientos sobrevenidos por parte de la empresa propietaria del parque eólico que puedan perjudicar las condiciones administrativas y legales de la explotación, en particular, la calificación como régimen especial de producción de electricidad.
- Cambios legislativos de carácter general que anulen las ventajas de producción de electricidad en régimen especial, en particular, la obligación de adquisición por el sistema eléctrico.
- Inflación que afecte de distinta forma o en distinta medida a los ingresos y a los gastos, estrechando el margen de explotación.

La mitigación de estos riesgos, al existir un sólo cliente para la electricidad producida, pasa por una cobertura que viene dada por la firma de un contrato de compraventa de electricidad a largo plazo con la compañía eléctrica que opere en la zona de implantación del parque eólico.

Procede aquí comentar las diferentes posiciones que suelen defender las compañías eléctricas, que desean limitar el compromiso de compra a los cinco años que establece la normativa legal, frente a las entidades financieras, que prefieren extender tal compromiso a toda la vida de la deuda. La discusión suele llevar a un punto de entendimiento, en el que se pactan sistemas o condiciones de remuneración alternativas, con carácter de mínimos, para el caso de que ocurriesen cambios desfavorables en el marco legal. Por esta razón, la presencia de una compañía eléctrica entre los promotores facilita las negociaciones, y es favorablemente valorada por las entidades financieras. En cualquier caso, la firma del contrato de compraventa de electricidad hace que el riesgo de variación del precio de venta de la electricidad sea asumido por el propio proyecto.

Los principales aspectos que acostumbran a considerarse en el análisis, son:

- Análisis del mercado eléctrico (electricity market analysis):

Mercado eléctrico (electricity market overview).

Crecimiento de la demanda (growing demand for electricity).

Limitaciones en la oferta (supply limits).

Política energética (energy policy).

Estructura de la industria de generación eléctrica (current industry structure).

Aumento de la potencia instalada, precios (new capacity and price).

Marco legal para las energías renovables (regulatory framework for renewable energy).

- Venta de la electricidad producida (power sales arrangements):

Calificación como instalación de producción de electricidad en régimen especial (special producer status, independent power producer status).

Determinación del precio de venta (determination of the power price).

Marco regulatorio (current legal framework for the special producer).

Contrato de compraventa de electricidad (power purchase agreement).

7.10.5. Otros riesgos.

Existen otros factores de riesgo no específicos de los proyectos de parques eólicos, pero que pueden sin discusión afectar al desarrollo de los mismos. Las posibilidades de cobertura existentes en el mercado suelen mitigar de forma aceptable las posibles consecuencias. En los apartados siguientes se apuntan algunos de estos riesgos.

7.10.5.1. Riesgos financieros.

Se incluyen aquí tanto las evoluciones indeseables de los tipos de interés que afecten a los costes financieros, como las modificaciones en los tipos de cambio que pudiesen incrementar los costes de la inversión proyectada o los pagos que hubiesen de realizarse a proveedores extranjeros durante la fase de operación del parque eólico.

En la práctica habitual, acostumbran a realizarse contratos de cobertura de, al menos, una parte del endeudamiento suscrito, parte que lógicamente varía en función

de la sensibilidad del proyecto a las alteraciones de los citados parámetros. En algunas ocasiones, son los propios promotores quienes asumen también una parte de estos riesgos, por lo que la combinación de ambas opciones y el desarrollo de derivados complejos permite efectuar estas coberturas a costes más adecuados.

Ante una posible evolución negativa del precio del dinero que pudiese afectar al cumplimiento del servicio de la deuda se propone un contrato de cobertura de tipos de interés (swap, collar, cap) con el que se cubren los dos tercios del importe de la deuda, en razón de la cobertura implícita que existe entre la evolución de tipos y la revisión de la tarifa eléctrica.

En este mismo capítulo de riesgos financieros cabe incluir los riesgos derivados de retrasos en la aportación de financiación al proyecto. Si la financiación procede de los promotores, el análisis de su solvencia, que habrá sido llevado a cabo previamente, debería reducir al mínimo tales peligros.

En lo que respecta al retraso, o denegación, de posibles subvenciones, es una de las contingencias que difícilmente se acepta por las entidades financieras como riesgo del proyecto. Bien al contrario, la mitigación de tales riesgos se lleva a cabo con el análisis del proyecto en ausencia de toda subvención, o se hace recaer sobre los promotores la responsabilidad de la cobertura de las eventuales consecuencias de tales déficits.

El análisis de la estructura financiera (financing structure analysis) debería tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Visión de conjunto (overview).
- Financiación de la construcción (construction finance).
- Propuesta financiera (facility coverage).
- Préstamo a plazo fijo para la financiación del proyecto (term loan finance).
- Provisión de fondos a corto plazo para el IVA (short term funding for the VAT).
- Avals para las fianzas ambientales (guarantees in support of the environmental performance bonds).
- Capital propio (equity capital).
- Cobertura (hedging arrangements).
- Cambio en los tipos de interés (interest rate swap agreements).
- Posible financiación de proveedores (vendor financing agreements).
- Aplazamiento de los pagos (deferral of scheduled repayments).
- Caso base, cobertura anual al servicio de la deuda (base case, annual cover for debt servicing).

7.10.5.2. Riesgos en seguros y riesgos de fuerza mayor.

Gran parte de los riesgos asociados a los proyectos de parques eólicos son trasladables al mercado asegurador. Las entidades financieras, especialmente en los casos más complejos y por mayor seguridad, acostumbran a requerir la intervención de un consultor independiente que verifique (“due diligence”) la adecuación al proyecto del programa de seguros previsto, en condiciones de mercado y con coberturas razonables.

Las controversias a este respecto que suelen dirimirse entre los promotores y los financiadores, más que en la consideración de los riesgos a cubrir, lo son en lo que atañe al importe de las franquicias y en el destino de las indemnizaciones, así como en los casos designados como de fuerza mayor.

Por otra parte, y al menos hasta cierto nivel, la contratación de coberturas de pérdida de beneficios suele ser una exigencia para poder acceder a la financiación.

El protocolo de análisis de los seguros (insurance overview), a fin de verificar la idoneidad del plan de seguros contratado para el proyecto, incluye:

- Visión de conjunto (overview).
- Programa de aseguramiento (insurance programme).
- Seguros de construcción, duración de los trabajos, duración de las pruebas, daños en la fase de construcción, mantenimiento (construction period insurance, work duration, trials duration, advance loss of profit, maintenance).
 - Póliza de seguro todo riesgo construcción, asegurados, propiedad cubierta, cantidad asegurada, franquicias (construction all risks policy, insured parties, property covered, sum insured, deductibles).
 - Seguro de responsabilidad civil, asegurados, descripción y situación del riesgo, riesgos cubiertos y total asegurado, franquicias (third party liability insurance, insured parties, description of the risk, situation, covered risk, sum insured, deductibles).
- Seguros de operación, duración (operational period insurance, duration).
 - Daños materiales, avería de maquinaria, lucro cesante, asegurados, descripción y situación del riesgo, riesgos cubiertos y cantidades aseguradas, franquicias (material damages, machinery breakdown, business interruption, insured parties, property covered and sums insured, deductibles).
 - Seguro de responsabilidad civil, asegurados, descripción de indemnizaciones, riesgos cubiertos y cantidades aseguradas, franquicias (third party liability insurance, insured parties, indemnity, covered risks and sums insured, deductibles).
- Seguridad de los aseguradores (security of insurers).
 - Cláusula de beneficiario, cuenta de seguros, beneficiarios en caso de pérdidas (clause of beneficiary, insurance account, loss payees).
 - Consortio de compensación de seguros.

7.10.5.3. Riesgos políticos.

Aunque no son de aplicabilidad en los proyectos que se desarrollan en España y, en general, en el resto de la Unión Europea u otros países en los que no hay necesidad de provisiones por el concepto de riesgo-país (Canadá, EE.UU., Japón, Australia), conviene destacar aquí que en aquellos países con riesgos de expropiación, falta de divisas, imposibilidad de exportación, etc., es absolutamente imprescindible el contar con coberturas explícitas de agencias especializadas en este tipo de riesgos, o acudir

a otros instrumentos que permitan minimizar los riesgos en cuestión y favorecer la financiabilidad del proyecto en condiciones aceptables de coste financiero.

7.10.6. Conclusiones.

A la vista de todo lo expuesto, es evidente que la consecución de los fondos ajenos necesarios para el desarrollo de proyectos de parques eólicos en base al menor recurso posible a los promotores, pasa necesariamente por un cuidadoso análisis y posterior cobertura de los riesgos asociados al proyecto.

La opción de financiación por proyecto (“project finance”), de las mayores posibilidades de aplicabilidad en el sector eólico, implica la necesidad de que las entidades financieras analicen el proyecto y entren en la estructuración de la financiación desde el principio, con el fin de preparar desde estas primeras etapas el esquema de coberturas más adecuado.

De conformidad con la experiencia acumulada, los riesgos de mayor importancia suelen ser, por este orden, los derivados de la disponibilidad del recurso eólico, de la puesta en marcha y de la operación del parque eólico.

Es evidente que, aunque la visión de conjunto de las entidades financieras es más o menos coincidente, la necesidad de unas coberturas más o menos concretas vendrá condicionada por la estructura de cada proyecto concreto de parque eólico y por su sensibilidad particular ante la ocurrencia de las diversas contingencias que pudiesen presentarse; es también obvio que la valoración de tales contingencias dependerá en cada caso de la percepción que de las mismas tenga cada entidad financiera, así como de los criterios de análisis que utilice en el estudio del proyecto en cuestión.

El diseño, la financiación, la construcción y la explotación de un parque eólico, como por otra parte también ocurre con cualquier otro proyecto de inversión, conlleva un conjunto de riesgos que exige una cuidadosa política de gerencia de los mismos, con el objetivo de minimizar la exposición a tales riesgos y los inconvenientes que de ello pudiesen derivarse.

Al ser varios y diversos los agentes implicados en el desarrollo de un parque eólico, con intereses que pueden llegar a ser contrapuestos, parece preferible una única gerencia de riesgos, a ser posible desde el inicio del proyecto, que coordine sus distintos aspectos y armonice y conjugue los intereses individuales de los diferentes agentes implicados con el interés del proyecto en su conjunto.

En cualquier caso, la gerencia de los riesgos debe ser entendida más que como una arbitraria exigencia del financiador, como un medio de facilitar y abaratar la financiación del proyecto, coadyuvando además de manera notable en la reducción de los diversos riesgos a los que se expone el proyecto en las diferentes etapas de su desarrollo, desde la concepción del parque eólico hasta su explotación comercial.

En este sentido, la **identificación y evaluación de los riesgos** permitirá optimizar los posibles programas de actuación ante los mismos en una doble vertiente, la reducción del riesgo en sí mismo mediante técnicas de ingeniería preventiva (due diligence), por una parte, y la financiación del riesgo, bien internamente, con la utilización de la capacidad propia, bien externamente, transfiriendo aquellos riesgos a los que el mercado asegurador puede aportar soluciones.

En la **auditoría de riesgos del proyecto** deben analizarse tanto el área de los riesgos propios de su viabilidad financiera, como el área de los riesgos patrimoniales del mismo.

Por esta razón, deben revisarse desde los conceptos básicos del proyecto, hasta los detalles de su ejecución: evaluación de recursos y accesibilidad del emplazamiento, diseño mecánico y eléctrico, instrumentación y control, equipos críticos y redundancias, evacuación de la electricidad generada, etc.

De esta forma, se dispone de una base de datos que permite el análisis de las instalaciones y sus factores de riesgo. Cuando la identificación de riesgos se lleva a cabo por una entidad financiera, sea en la fase de financiación, o en la de refinanciación, y por mayor sencillez, los factores de riesgo acostumbran a agruparse homogéneamente en las cinco categorías principales anteriormente comentadas, que configuran así un mapa de riesgos básicos de los objetivos empresariales:

Tras la citada **auditoría de riesgos del proyecto**, en la que se habrán analizado los riesgos propios de su viabilidad financiera y los riesgos patrimoniales del mismo, revisándose desde los conceptos básicos del proyecto, hasta los detalles de su ejecución y posterior explotación, se procederá a la acotación valorada del riesgo en que se incurre.

Esta fase, que puede designarse como de **evaluación de pérdidas** se llevará a cabo atendiendo tanto a criterios de magnitud y severidad del riesgo, como a criterios de frecuencia y probabilidad temporal de ocurrencia, contemplados en ambos casos bajo distintas hipótesis o supuestos.

Como consecuencia y resultado operativo de estas tareas, se puede entonces establecer una **matriz de evaluación de riesgos**, en la que éstos se clasificarán, no sólo conforme a su importancia objetiva, sino también conforme a la importancia subjetiva derivada de la propia valoración que contemplen los diferentes responsables del proyecto.

La matriz de evaluación de riesgos así preparada, facilitará la redacción del programa de control y reducción del riesgo, así como la definición de un programa de financiación de dicho riesgo.

El **programa de control del riesgo** definirá las medidas de prevención y protección que deben implantarse, así como las posibilidades de mejora detectadas, con la finalidad de reducir el riesgo del proyecto, tanto desde el punto de vista de los daños físicos que pudiesen sufrir los activos, como desde el de las pérdidas económicas que de tales daños pudiesen derivarse.

El programa de control del riesgo deberá lógicamente incluir aquellos aspectos específicos relacionados exclusivamente con la fase de operación del parque eólico, como pueden ser el mantenimiento de las instalaciones o la renovación de equipos, sin olvidar las actualizaciones de seguros y garantías.

Por lo que atañe al **programa de financiación del riesgo**, en el área de riesgos financieros, existe un mercado asegurador especializado cuyos productos permiten la financiación externa de diferentes tipos de riesgos de este tipo, como pueden ser el seguro de crédito, los avales de cumplimiento, la ejecución indebida de avales, las contingencias financieras, la responsabilidad civil de consejeros y directivos, la responsabilidad civil profesional o los riesgos políticos.

En lo que respecta a riesgos personales, la respuesta del mercado asegurador es muy amplia en vida y accidentes, ofreciendo además un generoso abanico de opciones que pueden acomodarse a los requerimientos de los convenios laborales y acuerdos empresariales de todo tipo.

Resulta oportuna la **protección integral de riesgos** en las fases de construcción y operación del parque eólico, optimizando el coste global del riesgo por la ponderación de la relación entre retención propia, o autoseguro para los niveles de

riesgo más frecuentes, y riesgo transferido, conforme a los intereses y exigencias de las distintas partes afectadas.

Este programa de protección integral de riesgos abarcará las tres áreas básicas de riesgo, es decir, daños materiales, pérdidas consecuenciales y responsabilidad civil.

La **cobertura de daños materiales** interesa a todas las partes involucradas en el proyecto, al cubrir los daños directos que puedan sufrir los activos físicos por causas accidentales, abarcando los aerogeneradores, centros de transformación, redes eléctricas, instalaciones de control, etc.

El ámbito de cobertura debe incluir el transporte de los equipos hasta su emplazamiento, continuando durante toda la fase de construcción y montaje y alcanzando hasta la recepción provisional de las instalaciones, con inclusión del periodo de pruebas y puesta en marcha.

Posteriormente, la suscripción de una póliza todo riesgo de daños materiales, que incluya garantías fundamentales como pueden ser las averías de maquinaria y equipos y riesgos naturales, será lo más adecuado para la cobertura de la fase de operación del parque eólico.

La **cobertura de pérdidas consecuenciales** interesa tanto al operador del parque eólico como al propio agente financiero, y deberá cubrir las pérdidas económicas debidas tanto a la interrupción de negocio a causa de un siniestro de daños materiales o avería de maquinaria en la fase de operación propiamente dicha (pérdida de beneficios), como al retraso en el inicio de tal fase de explotación comercial por un siniestro de daños en la fase de construcción (advance loss of profit, ALOP).

La **cobertura de responsabilidad civil** interesa a todas las partes involucradas en el proyecto, y debe cubrir las posibles reclamaciones de terceros por daños materiales o personales y sus consecuencias, tanto en la fase de construcción y montaje, incluida la recepción provisional, como en la fase de operación comercial que se inicia a partir de dicha recepción.

7.11. PLANIFICACIÓN DETALLADA.

El seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas, identificados en las fases anteriores, con la supervisión de posibles riesgos residuales, junto con la identificación de nuevos factores de riesgo que hubiesen podido sobrevenir, su análisis cualitativo y la planificación de las oportunas respuestas configuran la gestión de oportunidades y amenazas del proyecto en esta fase.

7.11.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

La revisión minuciosa que supone la realización de la planificación detallada del proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, es una magnífica oportunidad de aclaración de algunos aspectos que pudiesen no haber sido suficientemente definidos en las fases anteriores.

El seguimiento y control de las incertidumbres (oportunidades y amenazas) anteriormente identificadas evidenciará el hecho de que algunos riesgos modificarán su importancia con el desarrollo de la planificación (procedimientos de coordinación interna y externa) e incluso algunos podrían desaparecer totalmente (tipologías y clausulados contractuales).

Por el contrario, la profundización en el análisis de ciertos parámetros que condicionan este tipo de proyectos, hará que afloren otros factores (incertidumbres, riesgos) hasta entonces no evaluados que podrían igualmente dar lugar a oportunidades y amenazas, como se comenta en el apartado siguiente.

7.11.2. Identificación adicional de riesgos.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de este tipo de proyectos, los aspectos adicionales a los recogidos en las fases precedentes que deberán ser convenientemente identificados y analizados en la fase de planificación detallada del proyecto de parque eólico, son:

Gestión del proyecto:

- Capacidad y experiencia del equipo responsable de la dirección del proyecto o coordinación de la ingeniería.

- Capacidad y experiencia del equipo responsable de la ingeniería de detalle.

- Capacidad y experiencia del equipo responsable del control de calidad en la ejecución.

- Capacidad y experiencia del equipo responsable de la dirección facultativa y coordinación de obra.

Planificación del proyecto:

- Definición de la función de gestión de la calidad y especificaciones de la auditoría de la ingeniería de detalle.

- Plan financiero: revisión del caso base y del análisis de sensibilidad, tanto para la construcción como para la fase de explotación.

- Gestión de la contratación: planificación de compras, clausulados contractuales.

- Gestión del riesgo: estrategia de distribución del riesgo, clausulados contractuales.

- Planificación del proceso de apoyo en la fase inicial de operación.

- Planificación contractual relativa a la explotación y mantenimiento del parque eólico.

7.11.3. Análisis cualitativo del riesgo.

En esta fase no parece oportuno utilizar técnicas de análisis cuantitativo, puesto que en la actualidad se encuentran ya muy acotados los plazos de construcción y los costes en que se incurre en la construcción de un parque eólico, como en su lugar ya se ha comentado.

La probabilidad de ocurrencia del factor (riesgo) analizado y la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.) deberá incluirse en la evaluación de las amenazas y oportunidades, evaluación que deberá efectuarse para todos y cada uno de los riesgos identificados.

La evaluación en esta fase puede llevarse a cabo por medio de entrevistas o reuniones con miembros del equipo de proyecto o con consultores externos

especializados que tengan un buen conocimiento y experiencia de los riesgos que se desean evaluar.

Para la correcta identificación y evaluación de los riesgos, deberá contarse con la participación de especialistas en obra civil, construcción y montaje, ingeniería eléctrica y de comunicaciones, financiación y aspectos legales relativos a la contratación y aseguramiento, así como a la ocupación de terrenos, públicos y privados.

Es muy aconsejable que la coordinación de esta fase sea dirigida por alguna persona con experiencia en la dirección de proyectos, de ser posible, con experiencia en la ingeniería de parques eólicos y construcción de los mismos.

Una vez definidos los factores de riesgo e identificados los objetivos del proyecto que sufren impacto, en la misma reunión se evaluará de manera cualitativa la probabilidad de ocurrencia y el nivel del impacto producido.

Tanto la probabilidad de ocurrencia como el impacto consiguiente sobre los objetivos del proyecto se definirán con términos descriptivos referentes a su importancia. A fin de no perder posibles matices, se establecerá una gradación en cinco niveles, tanto para probabilidad como para impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto, identificados en ambos casos por las abreviaturas MB, B, M, A, MA. Es muy conveniente anotar detalles explicativos que justifiquen y aclaren los niveles asignados y las suposiciones en los que se basan, para facilitar eventuales revisiones posteriores.

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

La realización de una matriz de riesgos puede suponer una mayor claridad y una mejor comprensión de la situación que se evalúa, tal y como se describe en los párrafos que siguen.

En primer lugar, se definen las cinco categorías de probabilidad del impacto anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, identificadas respectivamente por las abreviaturas MB, B, M, A, MA y con las asignaciones respectivas de unos porcentajes del 10, 30, 50, 70 y 90 por ciento de ocurrencia.

Categorías de probabilidad del impacto	
Categoría	Descripción
MA	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 90% de los casos.
A	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 70% de los casos.
M	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 50% de los casos.
B	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 30% de los casos.
MB	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 10% de los casos.

Tabla 7.5: Categorías de probabilidad del impacto.

De manera similar, se definen, a continuación, las cinco categorías de consecuencia del impacto, también anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, igual y respectivamente identificadas por las abreviaturas MB, B, M, A, MA, con valores porcentuales respectivos del 100, 50, 25, 10 y 5 por ciento sobre los objetivos del proyecto considerados.

Categorías de consecuencia del impacto	
Categoría	Descripción
MA	El impacto es del 100% sobre el objetivo considerado, lo que puede incluso suponer la garantía o fracaso del proyecto.
A	El impacto es del 50% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del promotor, y efectos significativos y duraderos sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
M	El impacto es del 25% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente por parte del promotor, y efectos de corta duración sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
B	El impacto es del 10% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta por parte del promotor, y posibilidad de efectos poco importantes en el proyecto.
MB	El impacto es del 5% sobre el objetivo considerado, con consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, y sin consecuencias o efectos en el desarrollo del proyecto.

Tabla 7.6: Categorías de consecuencia del impacto.

Se recuerda la necesidad de matización que debe introducirse al analizar las consecuencias del impacto, puesto que desde el enfoque dado al análisis pueden ser negativas, como consecuencia de amenazas, o positivas, originadas por oportunidades.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos que se presenta a continuación, en la que se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo.

Consecuencias del impacto	MA	2	3	4	4	4
	A	1	2	3	3	4
	M	1	2	2	3	3
	B	1	1	2	2	3
	MB	1	1	1	1	3
		MB	B	M	A	MA
		Probabilidad del impacto				

Tabla 7.7: Matriz cualitativa de riesgos.

Lógicamente, para un proyecto concreto, esta convención debe modificarse de acuerdo con los criterios de los promotores, quienes deberán determinar a qué combinaciones de probabilidad e impacto se les asigna la cualificación de riesgo extremo, alto, moderado o bajo. Es siempre conveniente que estas reglas de clasificación del riesgo se establezcan con antelación y se incluyan en la planificación del proyecto y en la planificación de la gestión del riesgo del proyecto.

En algunas ocasiones los riesgos cuyo nivel de probabilidad o de impacto se admitan como obviamente reducidos podrán dejarse al margen de esta evaluación si

bien deberán incluirse en una lista de control para su posterior seguimiento y supervisión, puesto que podrían agravarse durante el desarrollo del proyecto.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y conforme a los análisis realizados, de una manera general, que, lógicamente, deberá adaptarse a los casos particulares que se analicen, la importancia de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos (4):

- Carencia de una dirección del proyecto o coordinación de la ingeniería.
- Mala calidad del proyecto constructivo.
- Falta de control de calidad.

Riesgos altos (3):

- Defectos en el sistema de control de costes.
- Carencias en la dirección facultativa o en la coordinación en obra.
- Inadecuada planificación financiera.
- Planificación defectuosa del proyecto.
- Planificación inadecuada de la fase de explotación.

Ya en esta fase, lógicamente, resulta impensable el abandono del proyecto; en consecuencia deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor en la planificación detallada del proyecto de parque eólico.

7.11.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

La principal respuesta al riesgo en esta fase deberá ser la búsqueda de colaboración por parte de especialistas en dirección de proyectos y consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor que analicen con rigor los aspectos de planificación del proyecto, la estructura organizativa y la coordinación en ingeniería y en obra.

Por esta razón deberá ponerse un gran cuidado en la selección del equipo que realizará la planificación detallada del proyecto, solicitando sus referencias y contrastando su experiencia en este tipo de trabajos.

El desarrollo de la planificación detallada del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.) resulta también de lo más oportuno, al igual que la utilización de documentos existentes que aporten información básica y faciliten el mejor conocimiento y desarrollo de este tipo de proyectos.

Por último, deberán seleccionarse cuidadosamente los responsables de la ingeniería de detalle y de la ejecución de las obras, cuya idoneidad habrá de valorarse para su contratación en las fases siguientes.

7.12. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.

La gestión de oportunidades y amenazas del proyecto en esta fase se reduce a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores identificados previamente, en este caso, asociados a la selección del equipo responsable de la siguiente fase del proyecto de parque eólico.

Por consiguiente, deberá ser cuidadosamente evaluada la experiencia de los posibles contratistas de la ingeniería de detalle, así como la de los posibles consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) seleccionados para dar apoyo al promotor. Se considera imprescindible la identificación de los puestos clave del equipo, seleccionando (con nombre y apellidos) al personal más adecuado para dichos puestos, exigiendo en los clausulados contractuales que se asegure la asignación al proyecto de dicho personal.

7.13. INGENIERÍA DE DETALLE.

En la realización de la ingeniería de detalle de un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, deberán concretarse todos aquellos aspectos que pudiesen haber quedado insuficientemente definidos en las fases anteriores.

La gestión del riesgo en esta fase se limitará a verificar la implantación de las respuestas que se hubiesen concebido en la fase precedente y al seguimiento y control de las incertidumbres (oportunidades y amenazas) anteriormente identificadas.

En este nivel de desarrollo del proyecto es muy poco probable que se modifique la importancia de alguno de los factores de riesgo previamente identificados, al igual que resulta harto improbable que afloren otros factores (incertidumbres, riesgos) hasta entonces no evaluados.

7.14. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.

La gestión de los factores que originan oportunidades y amenazas del proyecto en esta fase, se reducirá también a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores que ya han sido identificados previamente y que, en este caso, están asociados a la selección del equipo responsable de la fase de construcción del parque eólico.

Lógicamente, deberá extremarse el cuidado en el análisis de la calidad, experiencia y referencias en este tipo de trabajos de los posibles contratistas para la ejecución del parque eólico, incluyendo en la selección de equipos de apoyo al promotor consultores especializados en dirección y coordinación de obras. Deberán identificarse los puestos clave en estos equipos, seleccionando (con nombre y apellidos) al personal más adecuado para dichos puestos, con la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación de dichas personas al proyecto mientras dure su construcción y puesta en operación.

7.15. EJECUCIÓN.

La mayor parte, por no decir, la totalidad, de los aspectos de un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, deberá estar totalmente aclarada tras haberse realizado la ingeniería de detalle de dicho proyecto.

En la fase de ejecución del parque eólico debería únicamente confirmarse lo adecuado de la ponderación de ciertos riesgos, a la vez que se despejarían algunas incertidumbres residuales, fundamentalmente relacionadas con aspectos geotécnicos locales.

Pese a lo que la ejecución de las obras supone de mejor conocimiento de las características del emplazamiento, de haberse realizado correctamente las fases anteriores, no deberían aparecer nuevos riesgos hasta entonces no valorados.

En definitiva, la gestión de los factores de riesgo durante la ejecución del parque eólico se limitará a la implantación de las respuestas diseñadas en fases anteriores y al seguimiento y control de los factores previamente identificados.

7.16. REFINANCIACIÓN.

Se recuerda aquí la diferenciación establecida anteriormente en lo que atañe a las dos posibles formas de afrontar el proyecto de un parque eólico desde el punto de vista de su financiación: en el primero de los casos, el promotor y constructor del parque eólico afronta igualmente la explotación del mismo, por lo que la financiación requerida lo es para la totalidad del proyecto; en el segundo caso, se afronta únicamente la financiación para la construcción y, una vez en operación las instalaciones, el propietario inicial liquida esta financiación o bien la traspasa al nuevo propietario, que la afrontará junto con la necesaria para la explotación del parque eólico.

Esta segunda posibilidad es la que concierne expresamente a la fase de refinanciación del proyecto, si bien es también cierto y perfectamente posible que, aun siendo el mismo promotor quien siguiese con la explotación del parque, podría solicitar una refinanciación del proyecto por haberse modificado alguno de los parámetros considerados en la financiación inicial.

Al igual que en el caso de la financiación, la gestión de riesgos (incertidumbres, oportunidades y amenazas) del proyecto en esta fase, se reduce a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas que ya han sido identificados previamente y que, en este caso, están asociados al nuevo estudio del proyecto y consiguiente propuesta de su refinanciación por parte de las entidades bancarias que pudiesen estar interesadas.

También como ocurría en el caso de la financiación, en la negociación de la refinanciación, el banco lleva a cabo su propia identificación de riesgos, seguida de los análisis cualitativo y cuantitativo y de la planificación de las respuestas. Para cualquier aclaración a este respecto, se remite al apartado 7.10, en el que el tema financiero ha sido detalladamente analizado.

7.17. TRANSFERENCIA.

En la fase de transferencia del parque eólico tienen lugar las pruebas finales de los aerogeneradores, equipos e instalaciones, la puesta en marcha del conjunto y la entrega a la propiedad.

Además de implantarse las respuestas originadas en fases anteriores y proceder al seguimiento y control de los factores de oportunidades y amenazas que se hubiesen previamente identificado, es el momento de proceder al cierre del proceso de gestión de riesgos del proyecto de construcción.

Por otra parte, será precisa la planificación adicional del proceso de gestión de riesgo del proyecto en la explotación, la identificación adicional de factores de incertidumbre, su análisis cualitativo y la consiguiente planificación de la respuesta, aspectos todos ellos que se tratan en los siguientes apartados.

7.17.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

La fase de transferencia de un proyecto supone una revisión minuciosa de todos los aspectos que lo configuran y, por lo tanto, es una magnífica oportunidad de aclarar aquellos detalles que pudiesen no haberlo sido suficientemente en fases anteriores.

Como es lógico, a estas alturas del desarrollo del proyecto, el seguimiento y control de las incertidumbres anteriormente identificadas deberá certificar la práctica desaparición de un buen número de ellas, mientras que otras incertidumbres modificarán significativamente su importancia.

Cabe también la posibilidad de que la profundización en el análisis de ciertos parámetros que condicionan este tipo de proyectos (estabilidad de la red eléctrica), haga que afloren otros factores que hasta entonces no hubiesen sido evaluados, como se comenta en el apartado siguiente.

7.17.2. Cierre del proceso de gestión del riesgo del proyecto de construcción.

La finalización de la construcción del parque eólico, con el cumplimiento de las pruebas funcionales y las comprobaciones de las curvas de potencia de los aerogeneradores, entre otros parámetros a verificar, pone fin, lógicamente, a una serie de incertidumbres asociadas al diseño, la ingeniería y la construcción del proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos en cuestión.

Por consiguiente, se cierra el proceso de gestión del riesgo del proyecto de construcción y los posibles riesgos residuales, junto con eventuales nuevos riesgos, deberán transferirse a la fase de explotación.

7.17.3. Planificación adicional de la gestión del riesgo en la explotación.

Aunque es mucho menos probable que en las fases iniciales de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, también de cara a la explotación de un parque eólicos pueden darse dos situaciones extremas: la primera de ellas sería aquella en la que el promotor desconociese tanto el marco general de referencia como las particularidades de la explotación de este tipo de proyectos; en el segundo de los casos, el promotor contaría ya con una experiencia previa en este ámbito.

En cualquiera de los dos casos mencionados y, por supuesto, en cualquier otra situación intermedia, la planificación adicional debe partir de la identificación lo más clara posible de la idea del proyecto de explotación, complementada con la planificación *grosso modo* de sus distintos aspectos.

Por consiguiente, el plan de gestión del riesgo se configura como una parte o subconjunto del plan de gestión del proyecto de explotación en su totalidad. En general, el equipo de proyecto identificará los aspectos críticos iniciales de este tipo de operaciones y establecerá un primer diseño de su posible desarrollo.

En estas tareas previas el promotor deberá ser auxiliado por personas con conocimiento suficiente para la identificación y planificación de las operaciones de

explotación, tanto de la dirección del proyecto como de la propia gestión del riesgo durante la explotación del parque eólico.

Además de los aspectos propios de la dirección del proyecto de explotación, se efectuará una primera definición del enfoque que se dará a la gestión del riesgo, para lo que resulta inexcusable una primera identificación de los riesgos en esta fase.

7.17.4. Identificación adicional de riesgos en la explotación.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de este tipo de proyectos, los aspectos fundamentales que deberán identificarse y analizarse en la fase de explotación son:

Condicionantes administrativos:

Cumplimiento de requisitos ambientales (control de ruido, calidad de las aguas, seguimiento de aves, etc.).

Cumplimiento de requisitos reglamentarios (puestas a tierra, mantenimiento alta tensión, gestión de residuos, etc.).

Cumplimiento de requisitos laborales (legislación laboral y de seguridad y salud).

Requisitos de explotación:

Verificación del cumplimiento de los protocolos de servicio y mantenimiento del parque eólico, tanto los propios aerogeneradores como las instalaciones auxiliares y complementarias (alta y baja tensión, control y comunicaciones, accesos, etc.).

Adecuación de los plazos y operaciones de actualización (retrofitting) de los aerogeneradores.

Idoneidad de los seguros para la explotación.

Para la correcta identificación y posterior evaluación de los posibles riesgos que surjan de dicho análisis, deberá contarse con la participación de especialistas en la explotación de parques eólicos, tanto en sus aspectos técnicos como en los administrativos y legales, así como en los aspectos concretos relativos a la producción de electricidad en régimen especial.

7.17.5. Evaluación cualitativa de los riesgos adicionales en la explotación.

Tampoco en esta fase parece oportuno utilizar técnicas de análisis cuantitativo, puesto que en la actualidad se encuentran ya muy acotados los protocolos y los costes de explotación de un parque eólico, como en su lugar ya se ha comentado.

Al igual que en fases anteriores, la probabilidad de ocurrencia del factor (riesgo) analizado, así como la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.) en esta fase deberá incluirse en la evaluación de las amenazas y oportunidades, evaluación que deberá efectuarse para todos y cada uno de los riesgos que hayan sido identificados.

Las entrevistas o reuniones con miembros del equipo de proyecto y con consultores externos especializados en la explotación de los parques eólicos, que habrán de tener un buen conocimiento y experiencia de los riesgos que se desean evaluar, son el mejor procedimiento de evaluación en esta fase.

De acuerdo con las áreas de riesgo identificadas, para la correcta definición y evaluación de los riesgos, deberá contarse con la participación de especialistas en explotación de parques eólicos, particularmente en sus aspectos de ingeniería eléctrica y de comunicaciones, así como financiación y aspectos legales relativos a la contratación y aseguramiento, así como a la ocupación de terrenos, públicos y privados.

La coordinación de esta fase debería dirigirse por alguna persona con experiencia en la dirección de proyectos y, de ser posible, con experiencia en la explotación de parques eólicos.

Una vez definidos los factores de riesgo e identificados los objetivos del proyecto que sufren impacto, en la misma reunión se evaluará de manera cualitativa la probabilidad de ocurrencia y el nivel del impacto producido.

Tanto la probabilidad de ocurrencia como el impacto consiguiente sobre los objetivos del proyecto se definirán con términos descriptivos referentes a su importancia. A fin de no perder posibles matices, se establecerá una gradación en cinco niveles, tanto para probabilidad como para impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto, identificados en ambos casos por las abreviaturas MB, B, M, A, MA. Es muy conveniente anotar detalles explicativos que justifiquen y aclaren los niveles asignados y las suposiciones en los que se basan, para facilitar eventuales revisiones posteriores.

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

La realización de una matriz de riesgos puede suponer una mayor claridad y una mejor comprensión de la situación que se evalúa, tal y como se describe en los párrafos que siguen.

En primer lugar, se definen las cinco categorías de probabilidad del impacto anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, identificadas respectivamente por las abreviaturas MB, B, M, A, MA y con las asignaciones respectivas de unos porcentajes del 10, 30, 50, 70 y 90 por ciento de ocurrencia.

Categorías de probabilidad del impacto	
Categoría	Descripción
MA	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 90% de los casos.
A	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 70% de los casos.
M	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 50% de los casos.
B	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 30% de los casos.
MB	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 10% de los casos.

Tabla 7.8: Categorías de probabilidad del impacto.

De manera similar, se definen, a continuación, las cinco categorías de consecuencia del impacto, también anteriormente presentadas: muy baja, baja, media, alta y muy alta, igual y respectivamente identificadas por las abreviaturas MB, B, M, A, MA, con

valores porcentuales respectivos del 100, 50, 25, 10 y 5 por ciento sobre los objetivos del proyecto considerados.

Categorías de consecuencia del impacto	
Categoría	Descripción
MA	El impacto es del 100% sobre el objetivo considerado, lo que puede incluso suponer la garantía o fracaso de la explotación.
A	El impacto es del 50% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del responsable de la explotación, y efectos significativos y duraderos sobre su capacidad y la credibilidad del proyecto.
M	El impacto es del 25% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente por parte del responsable de la explotación, y efectos de corta duración sobre su capacidad y la credibilidad del proyecto.
B	El impacto es del 10% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta por parte del responsable de la explotación, y posibilidad de efectos poco importantes en la misma.
MB	El impacto es del 5% sobre el objetivo considerado, con consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, y sin consecuencias o efectos en el desarrollo de la explotación.

Tabla 7.9: Categorías de consecuencia del impacto.

Es importante recordar la necesidad de matización que debe introducirse al analizar las consecuencias del impacto, puesto que desde el enfoque dado al análisis pueden ser negativas, como consecuencia de amenazas, o positivas, originadas por oportunidades.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos que se presenta a continuación, en la que se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo.

Consecuencias del impacto	MA	2	3	4	4	4
	A	1	2	3	3	4
	M	1	2	2	3	3
	B	1	1	2	2	3
	MB	1	1	1	1	3
		MB	B	M	A	MA
		Probabilidad del impacto				

Tabla 7.10: Matriz cualitativa de riesgos.

Lógicamente, para un proyecto concreto, esta convención debe modificarse de acuerdo con los criterios de los promotores o responsables de la explotación, quienes deberán determinar a qué combinaciones de probabilidad e impacto se les asigna la cualificación de riesgo extremo, alto, moderado o bajo. Como ya anteriormente quedó señalado, es siempre conveniente que estas reglas de clasificación del riesgo se establezcan con antelación y se incluyan en la planificación del proyecto y en la planificación de la gestión del riesgo del proyecto.

En algunas ocasiones los riesgos cuyo nivel de probabilidad o de impacto se admitan como obviamente reducidos podrán dejarse al margen de esta evaluación si bien deberán incluirse en una lista de control para su posterior seguimiento y supervisión, puesto que podrían agravarse durante el desarrollo de la explotación.

De acuerdo con la experiencia acumulada en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y conforme a los análisis realizados, de una manera general, que, lógicamente, deberá adaptarse a los casos particulares que se analicen, la importancia relativa de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos (4):

- Mala planificación del proyecto de explotación, incluso seguros.
- Falta de control de calidad de las operaciones de servicio y mantenimiento.

Riesgos altos (3):

- Defectos en el sistema de control de costes.
- Carencias en la dirección o coordinación de la explotación.
- Inadecuada planificación financiera.

7.17.6. Planificación de la respuesta al riesgo.

Por todo lo anteriormente dicho, la principal respuesta al riesgo será buscar la colaboración en esta fase de especialistas que puedan opinar con garantías sobre los aspectos administrativos, contractuales y legales vinculados a la explotación del parque eólico, por lo que se atenderá particularmente a la idoneidad de su selección, recurriendo a sus referencias y experiencia en este tipo de trabajos.

De la misma forma, se pondrá en esta etapa especial cuidado en la mejor selección de los responsables de la explotación del parque eólico, que habrán de valorarse para su contratación en la correspondiente fase.

Sin duda, el apoyo al promotor con un equipo experimentado en la explotación de parques eólicos o la utilización de posibles documentos ya existentes con información básica sobre este tipo de proyectos, ayudará sobremanera a la reducción de los riesgos en esta fase.

7.18. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.

La gestión de las oportunidades y las amenazas del proyecto en esta fase se limitará a la implantación de las respuestas que han sido concebidas en la fase anterior, así como al seguimiento y control de los factores que han sido identificados previamente asociados, en este caso, a la selección del equipo que se responsabilizará de la contratación.

Por consiguiente, se evaluará cuidadosamente la experiencia de los posibles contratistas de la explotación del parque eólico, con la posible inclusión de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor, solicitándose referencias en las peticiones de oferta, que deberían en todo caso contrastarse con los anteriores clientes.

Sería también de gran utilidad para los promotores el que se elaborase por parte de las administraciones públicas (o de alguna entidad o asociación particular) alguna publicación en la que se indicasen los criterios fundamentales para orientar y facilitar la selección con garantías de este tipo de empresas.

7.19. APOYO.

Una vez finalizado satisfactoriamente la puesta en marcha del parque eólico, se requiere un periodo inicial de apoyo al responsable de su explotación (sea el promotor, usuario o un contratista).

En esta fase, en lo que respecta a la gestión de riesgos, se implantarán las respuestas que se hubiesen diseñado en la fase anterior y se procederá al seguimiento y control de aquellos factores de riesgo que han sido previamente identificados.

7.20. EXPLOTACIÓN.

El desarrollo cuidadoso de la fase de apoyo inicial a la explotación servirá, desde el punto de vista de la gestión de riesgos, para mejor acotar las incertidumbres del proyecto en esta fase, reduciendo alguna de ellas a la vez que pueden apuntar modificaciones en otras.

En cualquier caso, la gestión de oportunidades y amenazas se reducirá a la implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores que originan incertidumbre y que ya han sido identificados previamente.

7.21. ABANDONO.

Aunque es un tema algunas veces considerado como hipótesis, el coste de abandono de un parque eólico no se tiene realmente en cuenta en los modelos de análisis de rentabilidad o viabilidad, al no preverse tal posibilidad.

En el hipotético desmantelamiento de un parque eólico, la retirada de las cimentaciones de los aerogeneradores y la consiguiente restauración del terreno es una tarea todavía sin resolver por lo elevado de los costes asociados.

También en relación con este tema de las cimentaciones de los aerogeneradores, conviene mencionar que la evolución de la técnica de aprovechamiento de recursos eólicos se ha encaminado hacia aerogeneradores cada vez de mayor diámetro, lo que equivale a mayor potencia nominal y mayor producción específica anual. Estos aerogeneradores, situados con mayores separaciones entre sí, a la vez que optimizan la generación de energía en un determinado emplazamiento, reducen el impacto visual de las instalaciones.

Sin embargo, esta tendencia a reemplazar antiguos aerogeneradores por nuevas máquinas se ve dificultada por la necesidad de retirar las viejas cimentaciones y restaurar el terreno antes de implantar las nuevas, operaciones cuyos elevados costes asociada hacen de momento inviables estas sustituciones.

7.22. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

La validación de este documento se llevó a cabo por medio de la realización de un análisis Delphi con diferentes profesionales de este sector de actividad, tanto de la empresa privada como de las administraciones públicas.

De los diferentes modelos de planificación existentes, los métodos prospectivos tienen en cuenta la inclusión de futuras tecnologías en los estudios de planificación a largo plazo. Estos procedimientos se utilizan para la definición de un futuro no determinista, un futuro caracterizado por diferentes incertidumbres. Los métodos prospectivos son herramientas útiles para minimizar el grado de incertidumbre en la toma de decisiones.

La prospectiva puede definirse como una tentativa sistemática para observar a largo plazo el futuro de la ciencia, la técnica, la economía y la sociedad con el propósito de identificar las tecnologías emergentes que probablemente produzcan mayores beneficios económicos y sociales.

Cada vez más, los agentes sociales en general y los empresariales en particular, deben operar y tomar decisiones en un entorno que se caracteriza por la complejidad y rápida evolución de las técnicas, por el acortamiento del ciclo de vida de los productos, por la dificultad de mantener la ventaja competitiva y por el creciente proceso de globalización de los mercados. La complejidad e incertidumbre dominantes en este entorno obligan a buscar el apoyo de disciplinas que, como la prospectiva, ayuden en la toma de decisiones, despejando incertidumbres e influyendo sobre el futuro del desarrollo técnico y socioeconómico.

Como paradigma de los métodos prospectivos especiales, procede analizar con cierto detalle el llamado "Método Delphi". Ya su propio nombre orienta sobre sus objetivos, puesto que alude a la isla griega de Delfos, en la que se localizaba un famoso oráculo de Apolo, al que los ciudadanos se dirigían para conocer su futuro.

Este método se desarrolló en la década de 1960 en los Estados Unidos de Norteamérica, por investigadores de la empresa "Rand Corporation" y se utiliza cada vez con más frecuencia en los estudios de prospectiva tecnológica, para tratar de descubrir y formular estrategias de actuación ante el futuro.

El método Delphi consiste en conocer la opinión de los expertos sobre una serie de temas, utilizando para ello un cuestionario elaborado a partir de la opinión de un número reducido de especialistas, el "panel de expertos".

Los resultados que se obtienen en una primera fase de consultas, se comunican en una segunda fase a los mismos expertos de la primera, permitiéndoles modificar su opinión inicial o ratificarse en ella, a la vista de los resultados de conjunto obtenidos en la primera ronda.

De esta forma, la interacción de las preguntas permite establecer el grado de acuerdo, o desacuerdo, existente sobre un determinado tema en un amplio grupo de expertos.

Las respuestas son anónimas, garantizando en todo momento la confidencialidad de las opiniones recogidas, y su análisis estadístico permite disponer de una abundante fuente de información, procedente de un numeroso grupo de expertos, sobre un determinado tema.

El proceso Delphi incluye varios pasos ineludibles para su desarrollo:

- constitución de un “panel de expertos”, formado por entre diez y quince especialistas, en el que están representados los distintos actores de los sectores involucrados en la encuesta: investigación, universidad, industria, administración.
- elaboración de un borrador de cuestionario por el “panel de expertos”, que se somete a discusión por el grupo antes de su redacción definitiva.
- envío del cuestionario a una selección de personalidades del mundo empresarial, científico, técnico, económico y de la Administración, reconocidos como expertos en la materia y designados como “panel consultivo”. Este “panel consultivo” es elegido por el método de co-nominación por el “panel de expertos”.
- seguimiento de las respuestas y análisis y recopilación estadística de los resultados de esta primera fase.
- envío del cuestionario por segunda vez, añadiéndole en esta ocasión los resultados obtenidos en la primera encuesta, permitiendo a los expertos del “panel consultivo”, a la vista de los resultados globales y de sus propias respuestas, la ratificación o modificación de las respuestas dadas en la primera ronda.
- seguimiento de las respuestas de la segunda fase y análisis estadístico de los resultados.
- estudio por parte del “panel de expertos” de los resultados obtenidos y establecimiento de las posibles hipótesis de trabajo (“escenarios”) a la luz de dichos resultados.
- elaboración del informe final y difusión de los resultados e hipótesis de trabajo que de ellos resulta.

El método Delphi viene siendo utilizado desde 1971 por el “National Institute of Science and Technology Policy” (NISTEP) como fuente de información para conocer la evolución tecnológica de Japón y sus posibilidades de futuro. Para ello se realiza cada cinco años una encuesta que se envía a miles de expertos de todo el país, empleando los resultados para la definición de prioridades científicas y tecnológicas.

Desde 1990, Alemania, Francia y el Reino Unido vienen realizando estudios de este tipo. Al ser los resultados obtenidos considerados de gran interés por los responsables de las políticas de ciencia y tecnología, se ha procedido a la repetición de los ejercicios, a fin de asegurar su utilización como herramienta prospectiva y poder evaluar el seguimiento de los resultados.

Más recientemente, Holanda e Irlanda han utilizado el método Delphi para sus programas de prospectivas nacionales y consiguiente definición de sus estrategias de desarrollo tecnológico.

En España, a finales del año 1997, el Ministerio de Industria y Energía promueve la creación del Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial (OPTI), cuya principal actividad es la realización de estudios de prospectiva tecnológica, con los siguientes objetivos:

- poner a disposición de la sociedad, las empresas y las administraciones públicas una base de informaciones y de conocimiento común de las

tendencias y previsiones de futuro sobre el impacto e influencia de la tecnología en la industria, el empleo y la competitividad.

- servir de apoyo para la toma de decisiones de carácter estratégico, tanto por las empresas como por las administraciones públicas, en temas en los que los aspectos tecnológicos tengan una importancia evidente.

Además de, por supuesto, encuestas sencillas basadas en este método, cabe considerar dos tipos de aplicación singular del método Delphi:

- Predicción, en la que, hasta cierto punto, los elementos del sistema a estudiar son conocidos y las tecnologías están identificadas, como puede ser el comportamiento de los usuarios en determinado sector o la penetración de nuevas fuentes energéticas en usos domésticos.
- Prospección, en la que, a menudo, los elementos de un futuro sistema no se conocen en su totalidad y deberán elaborarse o incluso inventarse nuevas tecnologías, como en el caso de la penetración de la energía solar o en el de las perspectivas del sector petrolero en el ámbito energético.

Como complemento o prolongación de este método, si bien con un mayor coste y complejidad, puede utilizarse una matriz cruzada de impactos combinada con la ya citada metodología Delphi, también llamada matriz de influencias recíprocas, en la que se analiza la influencia de variables internas y externas en las mismas variables internas y externas.

En este trabajo, siguiendo el modelo de análisis Delphi, se ha optado por la realización de encuestas sencillas, con la estructura que se describe a continuación.

Capítulo 8

Validación del listado de riesgos, de las estrategias y acciones de respuesta y de la metodología propuesta

Pues más quiero un “toma” que dos “te daré” (Cervantes: Quijote)

8.1. INTRODUCCIÓN.

Como en los capítulos precedentes quedó recogido, una vez realizado el listado de los factores de riesgo identificados y de las principales respuestas propuestas a los mismos, se procedió a la validación de la base de datos así elaborada. De la misma forma, se validó la metodología propuesta para la reducción de los riesgos en la dirección de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.

Tras sopesar la posibilidad de realizar una encuesta a diversos interlocutores enviando para ello un formulario, y ante la complejidad del mismo, tanto por su extensión como por las necesarias matizaciones que se deseaban en las respuestas, se optó por la realización de tales encuestas mediante entrevistas con un determinado número de profesionales experimentados en el sector eólico.

El desarrollo de tales entrevistas tenía como objetivo el matizar, ratificar o rectificar, de ser el caso, la relación de factores de riesgo identificados y la enumeración de respuestas a los mismos propuesta.

Además de los factores de riesgo y respuestas a los mismos que se proponían, en las entrevistas también se invitó a la identificación de nuevos riesgos y a la ampliación de la información existente sobre los mismos; para ello se recabó de los encuestados la evaluación cualitativa de la probabilidad de ocurrencia y de la previsible magnitud del consiguiente impacto, con la finalidad de poder establecer la priorización de los mismos. Un proceso en todo similar se llevó a cabo en relación con la incorporación de nuevas respuestas a los factores de riesgo, solicitando también de los entrevistados la evaluación cualitativa de las respuestas para proceder a su priorización.

De los cuarenta y cinco candidatos inicialmente propuestos para la realización de las entrevistas, se seleccionaron dieciocho de ellos tras un primer filtrado, atendiendo tanto a su experiencia en el desarrollo de los proyectos eólicos como a su disponibilidad y a las facilidades ofrecidas para llevar a cabo tales entrevistas en un plazo de tiempo no demasiado largo. Finalmente, se entrevistó a diez profesionales del sector eólico.

De los diez profesionales entrevistados uno trabajaba como abogado, cinco actuaban como promotores y constructores de parques eólicos, seis trabajaban o habían trabajado como funcionarios públicos en diferentes instituciones de la administración pública autonómica, y siete trabajaban o habían trabajado como consultores en empresas de ingeniería (elaboración de proyectos y documentación técnica, dirección de obras).

En cuanto a su formación académica, es igualmente variada: un licenciado en derecho, un arquitecto, un ayudante (ingeniero técnico) de obras públicas, tres ingenieros industriales y cuatro peritos (ingenieros técnicos) industriales.

Los cargos desempeñados por los encuestados en el curso de sus carreras profesionales también son de una gran variedad, destacándose, entre otros cargos:

Empresas de consultoría e ingeniería:

- Técnico en empresa de ingeniería.
- Ayudante de ingeniero en empresa de ingeniería.
- Ingeniero especialista en empresa de ingeniería.
- Ingeniero de proyecto en empresa de ingeniería.
- Director de proyecto en empresa de ingeniería.
- Director de obra en empresa de ingeniería.
- Director general en empresa de ingeniería.
- Administrador en empresa de ingeniería.
- Consejero Delegado en empresa de ingeniería.

Empresas de construcción:

- Jefe de obra.
- Jefe de estudios.
- Jefe de oficina técnica.
- Jefe de departamento de ingeniería eléctrica.
- Director de construcción.
- Coordinador de seguridad y salud.
- Director general en empresa de construcción y montaje.
- Consejero Delegado en empresa de construcción y montaje.

Administración autonómica:

- Técnico asesor de la Dirección General de Industria.
- Ayudante de inspección de instalaciones eléctricas.
- Ayudante de planificación de infraestructuras eléctricas.
- Supervisor de proyectos y obras de parques eólicos.
- Coordinador de planificación de proyectos eólicos.
- Analista de inversiones en proyectos eólicos.
- Director área ahorro en empresa pública de gestión energética.
- Director área renovables en empresa pública de gestión energética.
- Director técnico general en empresa pública de gestión energética.

Varios:

- Vocal de la Asociación de Energía Eólica de Galicia.
- Presidente de la Asociación de Energía Eólica de Galicia.
- Vocal de la Asociación Española de Energía Eólica.
- Vocal de la Asociación de Productores y Distribuidores de Electricidad de Galicia.
- Vocal de la Asociación de Pequeños Productores y Autoproductores de Electricidad de España.

Los proyectos en los que han trabajado los entrevistados son de tipos muy variados, desde pequeñas instalaciones eléctricas hasta grandes parques eólicos, con presupuestos, referidos exclusivamente a proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, que van desde dos millones de euros a noventa y cinco millones de euros.

Por otra parte, su experiencia profesional varía entre un mínimo de diez años y un máximo de treinta y nueve, con una media de veinte años de ejercicio. En lo que atañe a la experiencia referida exclusivamente al sector eólico, el mínimo desempeñado es de diez años y el máximo de quince, con un valor medio ligeramente superior a los doce años, prácticamente el tiempo de crecimiento e implantación generalizada de la energía eólica en España.

Finalmente, el número total de empresas y organizaciones diferentes en las que los entrevistados han desarrollado su vida profesional supera las cuarenta, siendo catorce de ellas instituciones vinculadas a las administraciones públicas españolas y las más de treinta restantes empresas de diferentes tamaños, desde pequeñas empresas españolas de ingeniería y construcción hasta grandes organizaciones nacionales y multinacionales. De todo este conglomerado cabe citar a la empresa pública "Gestión Energética de Galicia, S.A." (Gestenga), el "Instituto Energético de Galicia" (Inega), el "Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía" (Idae), la Dirección General de Industria de la Xunta de Galicia y la Subdirección General de Planificación, Energía y Minas del Ministerio de Industria, como entidades y organismos de las Administraciones Públicas españolas. En lo que respecta a las empresas procede mencionar los nombres de Eptisa, Cinyma, Engasa, HGP (Grupo San Miguel), LKS (Grupo Corporación Cooperativa Mondragón), Sea West Industries, Terra Nova Energy Group, Tomen Corporation, Impel Telecom, Gamesa y Tractebel (Grupo Suez). Por último, especialmente significativo para este trabajo resulta la vinculación directa de algunos de los entrevistados con las asociaciones regionales, nacionales e, indirectamente, internacionales de energía eólica; en este particular conviene recordar que Galicia ocupa el primer lugar en el desarrollo eólico español, con un 23% del total de potencia instalada en España y que España ocupa el segundo lugar por potencia instalada en Europa (24%), mientras que Europa reúne el 73% del total de la potencia eólica instalada en el mundo, como ha sido detalladamente comentado en el Capítulo 3; Galicia acapara así el 6% de la potencia eólica instalada en Europa y el 4% de la mundial [vid. Cap. 3].

Para llevar a cabo el análisis Delphi se preparó un cuestionario que recogía los cuarenta y cuatro factores que pueden dar lugar a amenazas y oportunidades en el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, complementado con las posibles respuestas a los mismos.

Además, para facilitar el desarrollo de las entrevistas y la recogida de datos en las mismas, así como la propia comprensión de la encuesta por los entrevistados, se diseñó un guión para conducir dichas entrevistas, que se presenta a continuación:

- Presentación, explicando el motivo y la finalidad de la encuesta.
- Resumen del ciclo de vida de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos.
- Introducción, explicando el concepto de riesgo (amenazas y oportunidades), los factores que lo originan, las consecuencias a que puede dar lugar, y los conceptos de probabilidad e impacto.
- Criterios de ponderación de los factores de riesgo.
- Criterios de ponderación de la eficacia de las respuestas.
- Guía para ordenar el modo de contestar la encuesta.
- Listado de los factores de riesgo (amenazas y oportunidades) y de las respuestas a los mismos.

Este guión se acompañaba de varios documentos aclaratorios diferenciados para una mayor comprensión y utilidad en el desarrollo de las entrevistas, cuyo detalle se recoge en el Anexo 6 (Criterios de ponderación de los factores de riesgo y criterios de ponderación de la eficacia de las respuestas) y en el Anexo 7 (Guía para desarrollar la encuesta sobre el listado de riesgos).

Por último, se preparó un documento base para la realización de la encuesta sobre la metodología propuesta para la gestión de las amenazas y oportunidades en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, documento que por su extensión se recoge en el Anexo 8 con este título.

El listado de los factores de riesgo incluye cuarenta y cuatro descripciones de factores de riesgo, de los cuales treinta y nueve son factores que originan amenazas al proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos y los cinco restantes son factores que originan oportunidades al mismo.

El listado se organizó en dos grandes bloques: el primero de ellos recoge aquellos factores que originan amenazas al proyecto, mientras que el segundo refleja los factores que dan origen a oportunidades. Cada factor se identificó por un número, organizándose correlativamente atendiendo a la cronología de las etapas del proyecto según fueron definidas en el Capítulo 4.

Los factores de riesgo se definen por su causa primera o raíz, entendiendo como tal el hecho o circunstancia que puede dar lugar a una amenaza o a una oportunidad para el proyecto. Seguidamente se exponen las consecuencias inmediatas que pueden surgir como consecuencia del factor en cuestión. Por último se presentan las consecuencias finales que podrían acaecer a resultas de dicho factor de riesgo. Estas descripciones definitorias del factor de riesgo se completan con los objetivos del proyecto que sufrirían impacto en caso de ocurrencia del repetido factor, habiéndose considerado como objetivos del proyecto su alcance, su plazo, su coste, su calidad, su rentabilidad y otros posibles objetivos como podrían ser determinados aspectos relacionados con seguridad y salud; con un uno se indica que el objetivo en cuestión sufre impacto, mientras que un cero quiere decir que el objetivo correspondiente no se ve afectado.

En el listado se señalan a continuación las etapas del proyecto en las que el factor de riesgo tiene su origen, en primer lugar, y en las que se reconoce su impacto, en segundo lugar, atendiendo para ello a la definición establecida para las diferentes etapas del ciclo de vida del proyecto recogidas en el Capítulo 4, bien entendido que un determinado factor puede presentarse en una o más etapas del desarrollo del proyecto.

Las siguientes columnas del listado recogen la evaluación cualitativa del impacto y de su probabilidad de acuerdo con la experiencia profesional del doctorando en este sector de actividad. Se ha completado la evaluación propuesta cuando el proyecto se encuentra en sus inicios con la evaluación en el caso de que el proyecto se encuentre ya en marcha, por ser esta segunda situación muy frecuente en el sector eólico, transfiriéndose el parque eólico en funcionamiento a una nueva entidad o consorcio de entidades, usualmente vinculadas a su financiación. La valoración realizada por el doctorando se moduló con los calificativos “muy alta” (MA), “alta” (A), “media” (Me), “baja” (B) y “muy baja” (MB) para la probabilidad y “muy alto” (MA), “alto” (A), “medio” (Me), “bajo” (B) y “muy bajo” (MB) para el impacto correspondiente, con la significación y matizaciones que se han presentado en el Capítulo 5. Sin embargo, en las entrevistas se simplificaron las posibilidades de evaluación utilizando únicamente tres niveles, “alta” (A), “media” (M) y “baja” (B) para la probabilidad de ocurrencia y otros tres, “alto” (A), “medio” (M) y “bajo” (B) para el impacto sobre el proyecto, de acuerdo con los criterios de ponderación expuestos en el Anexo 6 y que aquí se recogen en forma de tabla.

Categorías de probabilidad de ocurrencia del impacto	
Categoría	Descripción
A	El factor evaluado se presenta con frecuencia. Su probabilidad media de aparición es en más del 70% de los casos.
M	El factor evaluado se presenta ocasionalmente. Su probabilidad media de aparición es entre el 15 y el 70% de los casos.
B	El factor evaluado se presenta raramente. Su probabilidad media de aparición es en menos del 15% de los casos.

Tabla 8.1: Categorías de probabilidad en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Categorías de consecuencia del impacto sobre el proyecto	
Categoría	Descripción
A	El factor evaluado origina sobrecostes superiores al 10% de la inversión o retrasos en los plazos previstos de más del 25% del total.
M	El factor evaluado origina sobrecostes superiores al 5% e inferiores al 10% de la inversión o retrasos en los plazos previstos de entre el 5 y el 25% del total.
B	El factor evaluado origina sobrecostes inferiores al 5% de la inversión o retrasos en los plazos previstos de menos del 5% del total.

Tabla 8.2: Categorías de impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Por último, en la última columna del listado se proponen posibles respuestas para cada uno de los factores considerados. Se les pidió a los entrevistados que valorasen

también la eficacia de las respuestas utilizando los criterios de ponderación que también se han expresado en el Anexo 6 mencionado anteriormente, con tres posibles calificaciones, “alta” (A), “media” (M) y “baja” (B) para la eficacia de las respuestas.

Categorías de ponderación de la eficacia de las respuestas	
Categoría	Descripción
A	La respuesta evaluada reduce en más de un 50% las consecuencias derivadas del factor de riesgo analizado.
M	La respuesta evaluada reduce entre un 30 y un 50% las consecuencias derivadas del factor de riesgo analizado.
B	La respuesta evaluada reduce en menos de un 30% las consecuencias del factor de riesgo analizado.

Tabla 8.3: Categorías de ponderación de la eficacia de las respuestas.

Se solicitó también de los entrevistados que sugiriesen cualquier otro posible factor de amenazas u oportunidades, así como cualquier otra posible respuesta que considerasen oportuna en función de su experiencia y que no hubiese sido tenida en cuenta en la elaboración de la relación empleada en la realización de la entrevista.

Para la validación de la metodología que se propone para la reducción de los riesgos en la dirección de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se procedió a analizar con cierto detenimiento el documento que se recoge en el anteriormente citado Anexo 8, solicitando de los entrevistados sus comentarios y valoración conforme al siguiente proceso y respectivos criterios.

En primer lugar se recabó de los entrevistados su valoración del grado de comprensión del proceso presentado y de la lista de riesgos ya revisada, utilizando las calificaciones de “alta”, “media” y “baja” para las correspondientes valoraciones de su aceptación por cada uno de ellos. En todos los casos la comprensión del proceso y de la lista se consideró como “alta”

Seguidamente se solicitó de los profesionales la enunciación de las posibles ventajas e inconvenientes que pudiesen encontrar en el sistema propuesto, respuestas que se recogen resumidas en la tabla del Anexo 10.

A continuación se pidió a los entrevistados su valoración en una escala creciente de cero a diez (cero, mínimo; diez, máximo) de los siguientes aspectos referentes a la metodología propuesta:

- Aplicabilidad en función de los costes previstos, los plazos requeridos y las actividades a realizar para ello.
- Potencial grado de eficacia en la empresa u organismo en que desarrolla su actividad el entrevistado.
- Potencial grado de eficacia en general (carácter adaptativo a otras empresas y organismos).
- Valoración global del procedimiento (metodología y listado) presentado por el doctorando.

Finalmente se recogió someramente cualquier otra observación al respecto que el entrevistado considerase de interés, anotada al igual que el resto de los resultados en la tabla que se acompaña en el ya citado Anexo 10.

Para contestar a la encuesta se requirió un tiempo de entre hora y media y dos horas, según los entrevistados. A lo largo de la entrevista surgió la necesidad de efectuar aclaraciones complementarias, especialmente en relación con las opciones de elegir calificaciones verbales cualitativas en la ponderación solicitada.

Una vez realizadas las entrevistas se llevó a cabo su tratamiento estadístico para agregar las evaluaciones cualitativas de probabilidad e impacto aportadas por los entrevistados y poder así establecer el orden de prioridades. Para ello se tuvo en cuenta la bidimensionalidad de los factores de riesgo (probabilidad e impacto), la falacia que supondría una priorización basada en el valor esperado (entendido como el producto de la probabilidad por el impacto) y la realidad que representa el hecho de que los riesgos que llevan asociado un mayor impacto son los que necesitan una mayor provisión para imprevistos [Williams, 1996], razones por las que el orden de prioridades se estableció teniendo en cuenta primeramente el impacto, y la probabilidad después.

Las priorizaciones se hicieron de una manera sencilla, asociando valores numéricos (1, 2 y 3) a cada etiqueta verbal de impacto (bajo, medio y alto) y probabilidad (baja, media y alta) y calculando los valores medios y las desviaciones típicas.

Seguidamente se efectuó un filtrado de los resultados obtenidos agrupándolos en tres categorías homogéneas, según las respuestas fuesen dadas por profesionales vinculados a promotores de parques eólicos, a ingenierías y consultorías responsables del desarrollo de parques eólicos o a las administraciones públicas y organismos a ellas vinculados encargados de la tramitación y autorización de proyectos de parques eólicos. Debe recordarse que varios de los profesionales entrevistados desarrollaron cometidos enmarcables en dos o incluso las tres categorías consideradas, habiéndose únicamente tomado en cuenta para su adscripción la categoría en la que actualmente desenvuelve su trabajo.

En aquellos casos en los que se detectó alguna valoración claramente discordante con el resto de las valoraciones efectuadas en el mismo grupo homogéneo (es decir, promotor, ingeniería o administración), se procedió a su análisis cuidadoso, desestimándola de encontrarse razones contundentes para ello, como pueden ser el desconocimiento de áreas concretas del desarrollo (financiación, aseguramiento) por parte del entrevistado o el prejuicio, positivo o negativo, derivado de experiencias anteriores (problemas administrativos o de ingeniería, excesiva cordialidad con propietarios, madurez en dirección de proyectos). Como ejemplos concretos de estos casos pueden aportarse los siguientes:

- desconocimiento de condicionantes estratégicos en la gerencia.
- desconocimiento de particularidades de la financiación.
- historial de serios problemas en el desarrollo de proyectos anteriores.
- excelentes relaciones con los propietarios de los terrenos.
- confusión entre la figura de director de proyecto y director de obra.
- profesional en empresa de origen estadounidense con capital nipón, con elevada madurez en dirección de proyectos.

Con estos criterios se observó un notable grado de acuerdo en las respuestas sobre la importancia del impacto asociado a los diferentes factores de riesgo analizados, con una significativa homogeneidad en las valoraciones efectuadas por entrevistados pertenecientes al mismo grupo característico (es decir, de promotores, ingenierías o administración pública), circunstancia que se considera lógica al derivarse de puntos de vista similares e, incluso, de experiencias profesionales muy parecidas en el desempeño desarrollado en el sector eólico por los entrevistados.

A continuación se repitió un proceso homólogo con los resultados de las entrevistas obtenidos en relación con la evaluación de la probabilidad de ocurrencia, resultando válidas las mismas consideraciones efectuadas para el caso de los impactos.

Finalmente la ordenación de las prioridades en los riesgos se llevó a cabo utilizando una matriz basada en modelos similares a los propuestos por Hillson (2004) para la priorización de riesgos.

Impacto	A	3	4	4
	M	2	2	3
	B	1	1	1
		B	M	A
		Probabilidad		

Tabla 8.4: Matriz cualitativa de riesgos.

Como puede comprobarse y no podía ser de otra forma, se atiende en primer lugar a la importancia del impacto como ya quedó anteriormente indicado, y después a su probabilidad de ocurrencia y, a partir de las categorías anteriormente definidas, se establece la matriz cualitativa de riesgos que aquí se presenta, matriz en la que se emplea para la valoración del riesgo la convención de 1, riesgo bajo; 2, riesgo moderado; 3, riesgo alto; y 4, riesgo extremo.

En el Anexo 9 se presenta el listado con los cuarenta y cuatro factores de amenazas y oportunidades priorizados de esta manera conforme a los resultados de las entrevistas.

Mención especial en relación con el listado de riesgos debe hacerse de la falta generalizada de experiencia en el sector en lo que atañe al posible abandono o renovación de las instalaciones, razón por la que el coste asociado a tales operaciones no se tiene normalmente en cuenta en los modelos de análisis de rentabilidad. Recientemente se ha detectado por el doctorando una tendencia entre algunos promotores experimentados a inmovilizar unos llamados “fondos de reversión” con esta finalidad, lo que desde el punto de vista del inversor representa una reducción de la fiscalidad además de una evidente capitalización de estas cantidades inmovilizadas a largo plazo.

También en el apartado de la validación de la metodología propuesta para la reducción de los riesgos en la dirección de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se efectuó el filtrado de las valoraciones solicitadas, teniendo igualmente en cuenta el ámbito de desempeño profesional del entrevistado y, en uno de los casos, su propia situación personal en el momento de la entrevista.

Al detectarse valoraciones discordantes con el resto de las efectuadas en el mismo grupo homogéneo (los ya mencionados: promotor, ingeniería o administración), se analizaron y desestimaron al encontrar razones suficientes para ello, como son: una valoración excesiva consecuencia de numerosas experiencias negativas en este ámbito (problemas de todo tipo: administrativos, con la ingeniería, con los fabricantes y contratistas, con los propietarios de los terrenos, con la financiación) por la inexperiencia de uno de los entrevistados; una valoración muy alta de otro de ellos, debido a que cuenta con una elevada madurez en dirección de proyectos derivada de las características de la empresa en la que trabaja; y una valoración muy baja en el tercero de ellos por unas circunstancias laborales personales complicadas en la época en la que se le realizó la entrevista.

Tras este filtrado se observó un significativo grado de acuerdo en las respuestas y una importante homogeneidad en las valoraciones efectuadas por entrevistados pertenecientes al mismo grupo característico (es decir, de promotores, ingenierías o administración pública), circunstancia que también se considera lógica al derivarse de puntos de vista similares e, incluso, de experiencias profesionales muy parecidas en el desempeño desarrollado en el sector eólico por los entrevistados.

Los resultados de esta validación de la metodología propuesta para la reducción de los riesgos en la dirección de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se recogen en el Anexo 10, como ya se mencionó con anterioridad, y se comentan en este capítulo unos epígrafes más adelante.

8.2. PRINCIPALES FACTORES DE RIESGO Y RESPUESTAS A LOS MISMOS.

De acuerdo con la priorización de factores de riesgo realizada, la selección de los principales factores de riesgo se lleva a cabo incluyendo aquellos factores que aparecen situados en las zonas 4, 3 y 2 de la matriz. Los factores de la zona 1 han sido excluidos por entender los profesionales consultados que su posible impacto sobre los objetivos del proyecto serían en cualquier caso mínimos. Ello no obstante, en lo que atañe a las posibles respuestas sí que se ha tenido en cuenta, por su singularidad y aceptada eficacia, alguna de las que aparecen asociadas a factores de riesgo considerados de poca importancia.

De los cuarenta y cuatro factores identificados, de los cuales treinta y nueve son amenazas y los cinco restantes oportunidades, se seleccionan únicamente los trece primeros factores que suponen amenazas al proyecto, manteniéndose los cinco que suponen oportunidades. Conviene indicar que en la identificación de las estrategias y acciones de respuesta a los factores de riesgo se han incluido también los llamados riesgos secundarios, entendiéndolo como tales aquellos que no existen hasta que no se lleva a cabo la implantación de una determinada respuesta a otro factor de riesgo ya identificado previamente [Project Management Institute, 2004]; lógicamente, también se ha efectuado la identificación de las correspondientes respuestas secundarias, entendidas como respuestas a dichos factores secundarios de riesgo.

A continuación, se exponen los trece factores de riesgo que suponen las amenazas más importantes a los objetivos del proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, junto con los cinco factores de riesgo que suponen oportunidades para el mismo. Para cada uno de los factores se presenta el resultado de su evaluación cualitativa en cuanto a impacto y probabilidad (tres niveles: bajo, medio, alto) y riesgo (cuatro niveles: bajo, moderado, alto, extremo), resultado de la encuesta llevada a cabo en este trabajo, junto con la correspondiente valoración realizada por el

doctorando (cinco niveles para impacto y probabilidad: muy bajo, bajo, medio, alto, muy alto; los mismos cuatro para riesgo).

Además se señalan las principales estrategias y acciones de respuesta a cada uno de ellos, utilizando tan sólo aquéllas que se han considerado más adecuadas tras el análisis Delphi efectuado en esta Tesis e indicando igualmente el resultado de la evaluación cualitativa de su eficacia (tres niveles: bajo, medio, alto) según los resultados de la encuesta. De ser oportuno, se incluye entre corchetes un comentario sucinto que identifica el tipo de respuesta de que se trata: soslayamiento, transferencia, mitigación o aceptación, en el caso de que el factor de riesgo suponga una amenaza; y potenciación en el caso de que el factor de riesgo suponga una oportunidad.

Finalmente, unos epígrafes más adelante se recogen las sugerencias y recomendaciones aportadas por los profesionales entrevistados en el análisis Delphi que no hubiesen ya quedado incluidas en los trece factores de amenaza y los cinco de oportunidad.

8.2.1. PRINCIPALES FACTORES QUE ORIGINAN AMENAZAS.

Amenaza 1: La falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares le lleva a minusvalorar la importancia del análisis del recurso eólico. La consecuencia es que se prescinde de auditar el informe que resulta del análisis del recurso eólico para su uso en la toma de la decisión de invertir, por lo que no se detectan posibles errores en la estimación de recursos a corto y largo plazo, en la selección de aerogeneradores o en la definición y distribución en planta del proyecto del parque eólico, con los consiguientes errores en las previsiones de producción de las instalaciones y en las inversiones necesarias para la ejecución de tales instalaciones [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto muy alto; probabilidad muy alta; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en dirección de proyectos [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño del parque eólico [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar [soslayamiento]. Eficacia alta.

Además de estas medidas, los profesionales consultados sugirieron la posibilidad de que la Administración Pública supervisase la calidad del diseño antes de proceder a la aprobación del proyecto y la autorización de las instalaciones.

Amenaza 2: La falta de cultura empresarial, la falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos, en particular en gestión de la contratación y en gestión de la calidad, tiene como posibles consecuencias: (A) el

inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle; o (B) se prescinde de realizar un control de calidad de la ingeniería de detalle; es decir no existe una función real de gestión de la calidad ni un programa de aseguramiento de la calidad sino, meramente, un control de calidad en la ejecución; tampoco se audita el resultado final de esta fase de ingeniería de detalle.

En cualquiera de los dos casos, el resultado es la mala calidad del proyecto constructivo: deficiencias en el diseño, plan de obra y especificaciones del conjunto de las instalaciones por mezquindad en el estudio geotécnico, pobreza del estudio de impacto ambiental (incluida la parte de análisis arqueológico), falta de rigor o calidad en la documentación técnica, errores y omisiones en cálculos, dimensionamientos o mediciones, incoherencias entre documentos del proyecto de detalle, o estimaciones optimistas de precios de contratación, así como imprecisión o indefiniciones en los detalles (unidades de obra, especificaciones), impericia y superficialidad en el establecimiento de los plazos de ejecución; falta de directrices y procedimientos de gestión, carencias en el control de cambios a lo largo de la ingeniería de detalle y otros problemas de descoordinación que llevan a que las documentaciones presentadas para obtención de permisos (diferentes permisos a conceder por Ayuntamiento, organismo ambiental, organismo de aguas, entre otras) no reflejen todos los cambios que las diferentes agencias de la administración han exigido; incluso puede suceder que se circulen varias versiones diferentes del mismo proyecto; ello produce retrasos en la obtención de permisos, paralizaciones de obra y sanciones, entre otros efectos [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto alto; probabilidad media; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en dirección de proyectos, en general, y en particular en la selección de los equipos de apoyo al promotor [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con información sobre las ventajas de una adecuada gestión de la calidad y los riesgos de su ausencia; o bien, como mínimo, con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas y con recomendación de auditar el diseño, o bien de establecer equipos de control de calidad en fase de ingeniería de detalle, en el caso de grandes proyectos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar [soslayamiento]. Eficacia alta.
- Formación específica en este campo a los cargos relevantes de las empresas [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de diferentes modelos de contrato para la ingeniería de detalle por parte de los organismos públicos especializados o por las asociaciones de promotores eólicos, ya sea para contratación única, o bien por paquetes, diferenciando entre obra civil; aerogeneradores; infraestructura eléctrica; infraestructura de comunicaciones [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

Los profesionales consultados reiteraron la sugerencia de la posibilidad de que la Administración Pública supervisase la calidad de la documentación antes de proceder a la aprobación del proyecto y la autorización de las instalaciones, añadiendo también la posibilidad de que tal filtro fuese llevado a cabo por los colegios profesionales. Entre los entrevistados se da una coincidencia bastante general en la mala calidad de lo que en España se conoce con el nombre de “proyecto constructivo” y que realmente no suele pasar de la categoría de anteproyecto.

Amenaza 3: La falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación tiene como consecuencia un inadecuado proceso de selección o contratación de los equipos responsables del estudio de oportunidad, de la evaluación de recursos, del análisis de viabilidad, de la ingeniería de detalle, de la ejecución del parque eólico o de su explotación. Ello supone deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, falta de personal cualificado o con experiencia, incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, incluso personal clave con dedicación en varios proyectos, además de posibles cambios en personal de experiencia o responsabilidad que estuviese adscrito al proyecto en cuestión [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto alto; probabilidad media; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor [mitigación]. Eficacia alta.
- Identificación de los puestos clave del equipo: selección (con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos, y exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con información con respecto a clausulados y maneras de evitar estos problemas [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Elaboración de diferentes modelos de contrato para estos servicios por parte de los organismos públicos especializados o por las asociaciones de promotores eólicos, ya sea para contratación única, o bien por paquetes, diferenciando entre obra civil; aerogeneradores; infraestructura eléctrica; infraestructura de comunicaciones [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

Amenaza 4: La falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares le lleva a minusvalorar la importancia del análisis de viabilidad. La consecuencia es que se prescinde de auditar el diseño completo del parque eólico que resulta del análisis de viabilidad (distribución en planta, accesos y viales, infraestructura eléctrica, sistema de evacuación e interconexión a la red eléctrica general), por lo que la falta de idoneidad del diseño básico del parque eólico lleva a problemas en la realización de la ingeniería de detalle [*Encuesta*: impacto alto;

probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en dirección de proyectos [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño del parque eólico [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar [soslayamiento]. Eficacia alta.

Amenaza 5: La falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares le lleva a minusvalorar la importancia del análisis del recurso eólico y tiene como posibles consecuencias: (A) un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de recursos eólicos, con el resultado de falta de calidad en los equipos de medida, deficiencias en el montaje de la estación meteorológica o errores en la operación de la estación y recogida de datos, que se traducen en retrasos, falta de calidad o carencias en los datos meteorológicos utilizados para la definición del proyecto; inexistencia de repuestos para la estación meteorológica, o retraso en la entrega de los mismos por parte del proveedor, con el resultado de pérdida de datos meteorológicos en caso de necesidad de sustitución inmediata; (B) un inadecuado proceso de contratación que lleva a deficiencias o falta de calidad o experiencia en el analista que realiza la evaluación de recursos eólicos, con la consecuencia de la inadecuación o insuficiencia de los datos para el diseño, errores o impericia en el tratamiento de dichos datos o en el diseño de la disposición de aerogeneradores en parque, y el resultado de una mala definición del proyecto, deficiencias en el estudio de previsiones de producción y escasa fiabilidad de las proyecciones a largo plazo; un período corto de mediciones del recurso eólico que lleva a una estimación optimista del recurso eólico y la producción de electricidad, con repercusión sobre la previsión de ingresos y el análisis de viabilidad; o bien el técnico en la evaluación del recurso selecciona aerogeneradores (curva de potencia, altura de buje, sistema de captación y orientación, protocolos de funcionamiento) inadecuados para las condiciones (de viento, topografía, obstáculos, ...) del emplazamiento elegido, lo que lleva a que la solución técnica no sea la óptima a efectos de producción o costes de inversión; o (C) el que a veces se contrate por separado la recogida de datos y la evaluación de los mismos lo que lleva a retrasos en la evaluación del recurso por discrepancia en el formato de los datos. [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto muy alto; probabilidad alta; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con información con respecto a

procesos adecuados de contratación de la evaluación del recurso, incluyendo criterios de selección de este tipo de empresas, y la posible elaboración de un modelo de contrato para la evaluación del recurso por parte de este tipo de instituciones o por las asociaciones de promotores eólicos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

- Obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar [soslayamiento]. Eficacia alta.

Amenaza 6: La falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación tiene como posible consecuencia un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si se trata de un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos).

En cualquiera de los dos casos, el resultado es: (A) la inadecuación de los protocolos de recepción y puesta en marcha de las instalaciones junto con unos clausulados contractuales inadecuados sobre garantías y penalizaciones; ello es debido a una falta de revisión crítica de los mismos por parte del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos); en caso de problemas en las pruebas de funcionamiento y rendimiento surgen discusiones, no conformidades, sobrecostos y retrasos. (B) problemas en la activación de la documentación final: planos según construido (as built), manuales de operación y mantenimiento (por ejemplo, falta alguno de ellos o hay retrasos en su entrega o son defectuosos o de escasa calidad); o bien carencia de la exigencia contractual de documentación según construido o de los manuales de operación y mantenimiento, con repercusión negativa en la fases de transferencia, apoyo a la explotación o explotación [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad media; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto medio; probabilidad alta; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con información respecto a criterios de selección de este tipo de empresas [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas de consultoría [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de diferentes modelos de contrato para la ejecución y recepción de las obras por parte de los organismos públicos especializados o por las asociaciones de promotores eólicos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo

de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

Amenaza 7: Las indefiniciones en el marco general de la política energética que llevan a exceso de burocracia en las autoridades administrativas, o el exceso de intervencionismo estatal en las autorizaciones, se traduce en falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no solucionar problemas que puedan surgir, por ejemplo con la compañía eléctrica; o franca oposición), carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente, o incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente), problemas y lentitud (solicitud de información adicional para la que no existe exigencia legal, y que, en principio, no se había exigido ni parecía necesaria) en la obtención de permisos y licencias o complejidad de aprobación del permiso de investigación del recurso, del proyecto constructivo, de la declaración de impacto ambiental, y de la licencia de obra. La consecuencia son las dificultades de todo tipo e incluso la inviabilidad del proyecto y, en el mejor de los casos, retrasos e incluso exigencias de cambios en el proyecto [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto muy alto; probabilidad media; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en la gestión de este tipo de proyectos, para reducir los problemas causados por excesiva burocracia e inercia de la administración [mitigación]. Eficacia alta.
- Búsqueda previa de apoyo en la administración [soslayamiento]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que tienen estos aprovechamientos, y con información real con respecto a estos problemas, con el fin de que estimule la intervención de la administración, generando legislación para la regulación y apoyo al sector [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales, además de que la administración suele carecer de iniciativas y sus actuaciones venir arrastradas por realidades ya consolidadas.
- Actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las bases de un nuevo sector de actividad, y que ello lleve también a la administración a involucrarse y solucionar los problemas referidos. Eficacia media.

Amenaza 8: Condicionantes estratégicos o corporativos con imposiciones por parte del cliente o de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros; o bien presiones del cliente (raramente, de las autoridades administrativas) a efectos de plazo que lleva a precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación. La consecuencia es la contratación inadecuada de las fases de estudio de oportunidad, de evaluación del recurso, de análisis de viabilidad, de ingeniería de detalle, de ejecución de las obras o de explotación de las instalaciones [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad media; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto alto; probabilidad media; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) que normalmente tratarán de convencer al cliente de su error y, en todo caso, de avisarle del peligro [mitigación]. Eficacia alta.
- Negociación previa de acuerdos con la administración para evitar o aliviar estos problemas [soslayamiento]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos problemas y con bases de datos de empresas cualificadas para cada tipo de papel [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Utilización de posibles modelos de contrato (preparados por dichas instituciones o por asociaciones de promotores eólicos) para evitar que este tipo de presiones resulten en contratación de empresas no adecuadas, o que, aun siéndolo, no tienen intención de cumplir unos requisitos mínimos. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

Amenaza 9: Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor, o falta de conocimientos legales del cliente (o desidia o malicia por su parte), o bien contratación inadecuada con falta de experiencia o de previsión del contratista o de la dirección facultativa a la hora de ejecutar las obras. De ello se deriva una falta de atención a las condiciones expresadas en las autorizaciones administrativas por causa de una omisión de la dirección facultativa, o por instrucciones en contra del cliente, o porque éste no proporciona la documentación correspondiente a la dirección facultativa. Las consecuencias son: (A) deficiencias en el cumplimiento de las limitaciones impuestas por la administración en las licencias y permisos y, en particular, en la aplicación de las medidas correctoras de impacto ambiental durante la ejecución (en ejecución de zanjas, accesos, excavaciones: por ejemplo, almacenamiento inadecuado de materiales en zonas inundables, con la consecuencia de arrastre al río de esos materiales; o taludes inadecuados que se derrumban en caso de lluvias), con el resultado final de demoras, sanciones e, incluso, paralización de las obras; (B) falta de verificación del cumplimiento de requisitos ambientales (por ejemplo, evitar la caída de productos de excavación a los cauces), técnicos (por ejemplo, comprobación de la resistencia eléctrica de difusión a tierra) o de seguridad y salud (por ejemplo, instalación de pasos protegidos en el cruce de zanjas) impuestos por las Administraciones Públicas, de lo que pueden derivarse conflictos con las autoridades, sanciones y aun paralización de la construcción o de la explotación [*Encuesta:* impacto alto; probabilidad media; riesgo extremo. *Doctorando:* impacto alto; probabilidad media; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos) en general y, en particular, en la selección de los equipos de apoyo al promotor [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.

- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre este tipo de problemas y con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Formación específica en este campo a los cargos relevantes de las empresas [mitigación]. Eficacia alta.
- Establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas de consultoría [mitigación]. Eficacia alta.

Amenaza 10: La experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (aunque a veces pueda existir una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, que sea la primera vez que se introduce en el negocio eólico) puede suponer: (A) un exceso de optimismo sobre las posibilidades reales de éxito del proyecto (concesión de licencias, costes de inversión, resultados económicos de la explotación); (B) el desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, de las alternativas de contratación para dichas tareas, de los aspectos legales que le afectan, o de las particularidades de su financiación; o (C) que el alcance del proyecto (necesidades del mismo, actividades de éste; por ejemplo, entender que es necesario analizar la accesibilidad del emplazamiento y las posibilidades de evacuación de energía) no esté plenamente entendido por el promotor, ni adecuadamente descrito, o que presente vaguedades en su línea definitoria, y no comprenda la totalidad necesaria y exigible de datos para poder contratar correctamente la la evaluación del recurso, el análisis de la viabilidad o la ingeniería de detalle.

Las consecuencias respectivas que se derivan de estas circunstancias son: (A) se minusvaloran las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto; (B) la planificación es inadecuada o sencillamente inexistente en el estudio de oportunidad, en la evaluación del recurso o en el análisis de la viabilidad; (C) surgen carencias en la documentación para la petición de ofertas para la evaluación del recurso, el análisis de viabilidad o la ingeniería de detalle que llevan irremediablemente a deficiencias en dichas contrataciones, con los consiguientes retrasos en esas tres actividades técnicas [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto muy alto; probabilidad muy alta; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Desarrollo de la planificación global del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.) [mitigación]. Eficacia alta.
- Apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management) [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes (por ejemplo, "Basic aspects of the wind energy", publicado por la

Unión Europea, aunque este documento no incluya aspectos esenciales como la estimación de costes de inversión y explotación específicos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

Amenaza 11: La falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación puede conducir a la falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico. La consecuencia puede ser la falta de verificación del cumplimiento de requisitos ambientales (por ejemplo, control periódico de calidad de las aguas, control anual de ruido, seguimiento de las poblaciones de aves y quirópteros, seguimiento de la vegetación de restauración), técnicos (por ejemplo, actualización de los ensayos de puesta a tierra) o de seguridad y salud (por ejemplo, que haya líneas de vida para subir a las máquinas) impuestos por las Administraciones Públicas, de lo que pueden derivarse conflictos con las autoridades, sanciones y aun paralización de la explotación [*Encuesta:* impacto alto; probabilidad media; riesgo extremo. *Doctorando:* impacto muy alto; probabilidad media; riesgo extremo]. En el caso de que el responsable de la explotación fuese el propio promotor, este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Contratación de una asesoría externa [mitigación]. Eficacia alta.
- Externalización de la explotación [transferencia]. Eficacia media.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información respecto a la explotación de parques eólicos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

En el caso de que el responsable de la explotación fuese una empresa contratada por el promotor, este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa que ha de encargarse de la explotación [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas de consultoría [mitigación]. Eficacia alta.

Amenaza 12: La falta de experiencia o la experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares le lleva a minusvalorar la importancia del análisis detallado del emplazamiento y de su entorno, realizando un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de la viabilidad del proyecto. Las consecuencias son que se carece, o falta la actualización, de la documentación sobre instalaciones (torres de comunicaciones y telefonía móvil, líneas eléctricas, vías de comunicación, gasoductos) existentes en la zona prevista para el emplazamiento; que unos datos inadecuados (por ejemplo, error en la localización exacta de un gasoducto) originan un diseño incompleto o defectuoso, por lo que deberá completarse o rehacerse para poder desarrollar la ingeniería de detalle; que la superficialidad en el estudio de accesibilidad al emplazamiento se traduce en problemas de intercomunicación entre las diferentes localizaciones de conjuntos de aerogeneradores (por ejemplo, en parques distribuidos en varias colinas); que la impericia de los técnicos que plantean los accesos (pendientes o radios de curvatura inadecuados) obliga a la redefinición de los mismos para su desarrollo; o que la falta de información sobre posibles limitaciones ambientales, urbanísticas o singulares (radioeléctricas, deportivas, máxima potencia instalada), así como sobre la existencia de explotaciones, obras o instalaciones adyacentes incompatibles (minería, silvicultura, ganadería) o sobre la titularidad y disponibilidad de los terrenos, puede derivar en incompatibilidad del diseño con las normas o regulaciones locales y restricciones al desarrollo del proyecto, reducción de su alcance y rentabilidad e incluso abandono [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto medio; probabilidad alta; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Utilización de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor [mitigación]. Eficacia alta.
- Solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas, al margen de la posible elaboración de un modelo de contrato para el análisis de la viabilidad por parte de este tipo de instituciones o por las asociaciones de promotores eólicos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- En particular, preacuerdo con la compañía eléctrica que opera en la zona, para facilitar la evacuación de la energía a generar (como respuesta a posibles limitaciones de potencia instalada) [transferencia]. Eficacia alta.

Amenaza 13: La experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (aunque a veces pueda existir una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, esta es la primera vez que se introduce en el negocio eólico) unida a un exceso de confianza en las propias posibilidades técnicas y económicas puede traducirse en una estructura organizativa inadecuada o inexistente, falta de coordinación entre los promotores, diferencia de cultura empresarial entre asociados, o falta de experiencia en proyectos previos de parques eólicos, que llevan a minusvalorar la importancia de alguna de las tareas o contrataciones del proyecto. Las consecuencias son defectos en el estudio de oportunidad o en el análisis de viabilidad que desembocan en una

estrategia de contratación inadecuada (por ejemplo, piensa que la evaluación del recurso la puede hacer "cualquiera", o incluso ellos mismos) [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad media; riesgo alto. *Doctorando*: impacto muy alto; probabilidad alta; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser enfrentado mediante:

- Apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management) [mitigación]. Eficacia alta.
- Elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes (por ejemplo, "Basic aspects of the wind energy", publicado por la Unión Europea, aunque este documento no incluya aspectos esenciales como la estimación de costes de inversión y explotación específicos [mitigación]. Eficacia baja, al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.
- Organización de reuniones con responsables bancarios y de la administración para reducir el posible exceso de confianza [mitigación]. Eficacia alta.

8.2.2. PRINCIPALES FACTORES QUE ORIGINAN OPORTUNIDADES.

Oportunidad 1: La administración está interesada en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o adquiere dicho interés en fases intermedias del mismo. Ello se traduce en el apoyo de las administraciones públicas, legislación de disposiciones concretas que favorecen los aprovechamientos eólicos, simplificaciones en la planificación, así como en la garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos. Las consecuencias son la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando por consiguiente la rentabilidad del proyecto. [*Encuesta*: impacto alto; probabilidad media; riesgo extremo. *Doctorando*: impacto muy alto; probabilidad alta; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser aprovechado mediante:

- Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos [potenciación]. Eficacia media.
- Actuaciones para convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas) [potenciación]. Eficacia media.
- Movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos [potenciación]. Eficacia media.
- Sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación) [potenciación]. Eficacia media.
- Acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa

índole; por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente) [potenciación]. Eficacia alta.

Oportunidad 2: Experiencia relevante del promotor en este tipo de proyectos. Ello aporta seguridad en el análisis de las circunstancias que enmarcan los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en un determinado contexto. Como consecuencia, el conocimiento de los aspectos técnicos del aprovechamiento eólico y del marco legal de referencia y desarrollo, así como adecuación a las características de producción de electricidad en régimen especial, permite una buena concepción del proyecto y facilita su posterior desarrollo. [*Encuesta:* impacto alto; probabilidad baja; riesgo alto. *Doctorando:* impacto muy alto; probabilidad media; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser aprovechado mediante:

- Implantación de sistemas de gestión de conocimiento corporativo para recoger esta experiencia [potenciación]. Eficacia alta.
- Formación de equipos de trabajo combinando personal con experiencia y sin ella, para que esa experiencia vaya pasando al resto de personal de una manera más natural [potenciación]. Eficacia alta.
- Si es factible, contratar personal para el proyecto que reúna todavía mayor experiencia que la del personal actual [potenciación]. Eficacia media.

Oportunidad 3: El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración. Si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde, con la consiguiente eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto [*Encuesta:* impacto alto; probabilidad alta; riesgo extremo. *Doctorando:* impacto muy alto; probabilidad media; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser aprovechado mediante:

- Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos [potenciación]. Eficacia alta.
- Actuaciones para convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas) [potenciación]. Eficacia media.
- Movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos [potenciación]. Eficacia media.
- Sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación) [potenciación]. Eficacia alta.
- Acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa índole; por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente) [potenciación]. Eficacia alta.

Oportunidad 4: La integración del fabricante de aerogeneradores en el equipo de diseño, incluyendo desde la planificación inicial hasta la ingeniería de detalle y ejecución, supone la defensa de intereses comunes al propietario y al fabricante de los aerogeneradores y se traduce en la facilidad en la concepción, diseño y ejecución del proyecto [*Encuesta:* impacto medio; probabilidad baja; riesgo moderado. *Doctorando:* impacto muy alto; probabilidad media; riesgo extremo]. Este factor de riesgo podría ser aprovechado mediante:

- Actuaciones para tratar de convencer al fabricante de que el éxito del proyecto, y no los aspectos comerciales de su venta (por ejemplo, la incorporación irreflexiva de más aerogeneradores de los necesarios, o de modelos anticuados), es lo que más rentabilidad comercial le va a aportar, al usar dicho éxito como referencia ante otros potenciales clientes [potenciación]. Eficacia media.

Oportunidad 5: Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto (por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica) y las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente. La consecuencia es que las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también el apoyo de la administración al mismo [*Encuesta:* impacto bajo; probabilidad media; riesgo bajo. *Doctorando:* impacto alto; probabilidad media; riesgo alto]. Este factor de riesgo podría ser aprovechado mediante:

- Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos [potenciación]. Eficacia media.
- Actuaciones para convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas) [potenciación]. Eficacia media.
- Movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos [potenciación]. Eficacia media.
- Sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación) [potenciación]. Eficacia media.
- Acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa índole; por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente) [potenciación]. Eficacia alta.

En los factores de riesgo designados como “Oportunidad 1”, “Oportunidad 3” y “Oportunidad 5” puede aparecer la corrupción como un riesgo secundario asociado a la iniciativa empresarial. No sólo se han detectado corruptelas entre ciertas personas vinculadas a las administraciones públicas sino también entre empleados de algunas entidades financieras. Para afrontar este posible riesgo se recomienda la utilización de

mecanismos transparentes de contratación y, de ser el caso, de adjudicación de proyectos con las siguientes observaciones:

- Publicación anticipada de los criterios, procedimientos y baremos de evaluación técnica y económica para la adjudicación de contratos y concursos públicos [mitigación]. Eficacia media.
- Anticipación en la petición de ofertas de los criterios, procedimientos y baremos técnicos y económicos para la evaluación y adjudicación de las mismas [mitigación]. Eficacia alta.

8.2.3. OTROS FACTORES DE RIESGO APORTADOS EN EL ANÁLISIS DELPHI.

Aunque no puedan en puridad considerarse nuevos factores de riesgo, sí parece importante recoger aquellas observaciones efectuadas por los participantes en la encuesta que matizan o ayudan a enmarcan mejor ciertos aspectos de los factores de riesgos propuestos.

→ En relación con la documentación técnica se da una coincidencia generalizada en la importancia del análisis de viabilidad y del alcance, detalle y calidad del proyecto constructivo, señalándose en particular:

- la frecuencia de defectos en el estudio geotécnico (incluidos aspectos geoelectricos).
- las imprecisiones en la delimitación de los terrenos (propiedades no identificadas, montes comunales mal definidos).
- las limitaciones al uso del territorio (permisos de investigación minera, montes consorciados, distancias a zonas habitadas).
- desde el punto de vista puramente técnico, la falta general de calidad de los documentos obliga a la improvisación y al desarrollo de los detalles constructivos en la obra.

→ En relación con los aerogeneradores y equipos auxiliares:

- se advierte sobre la falta de garantías en algunos suministros a largo plazo, con la imposibilidad de reemplazar ciertos componentes, los problemas con los repuestos y los consiguientes riesgos durante la explotación por averías (fallos en los multiplicadores y en los ejes de transmisión rotor-alternador).
- se destaca de cara a la financiación la importancia de la clasificación (IEC) del aerogenerador por parte del fabricante.

→ En relación con la gestión del proyecto se hace hincapié en:

- la importancia de la figura del director de proyecto, todavía no bien entendida en España y, en el mejor de los casos, confundida con la figura del director facultativo.

- la demora en el inicio de la explotación derivados de los retrasos en la puesta en marcha de la línea de interconexión o de la subestación de transformación por defectos de coordinación.
- las reticencias de las empresas distribuidoras de electricidad para facilitar las interconexiones (limitaciones en la capacidad de evacuación), casi siempre por evitarse complicaciones en la gestión de su red de distribución.

→ En relación con la tramitación administrativa se reitera que:

- la franca oposición de alguno de los departamentos de la Administración Pública (en concreto, medio ambiente, montes, turismo) puede llegar a bloquear el desarrollo del proyecto.

Se apuntan también algunas ventajas y factores de oportunidad significativos para el desarrollo de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos:

- claridad del actual sistema tarifario para la producción de electricidad en régimen especial.
- propiedad por parte del promotor de los terrenos seleccionados para el emplazamiento.
- delimitación del emplazamiento elegido para el parque eólico en colaboración con el ayuntamiento o ayuntamientos afectados.
- apoyo vecinal derivado de la rentabilidad de la explotación, del abandono de los usos forestales y de la mejora de las comunicaciones.

8.3. VALORACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

De acuerdo con los resultados obtenidos en las entrevistas en lo que atañe a la valoración de la metodología que se propone para una mejor gestión del riesgo en la dirección de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos, se recogen a continuación los aspectos más importantes a destacar, señalando, ante todo, que los diez profesionales entrevistados mostraron un elevado grado de comprensión y aceptación de la metodología y del listado de riesgos que se proponen.

Seguidamente se exponen, en primer lugar, las principales ventajas e inconvenientes al proceso propuesto mencionados por los entrevistados, agrupándolas conceptualmente, de ser el caso. Además se comentan las valoraciones efectuadas en relación con la aplicabilidad y potencial grado de eficacia.

Finalmente se recogen las observaciones y sugerencias más significativas aportadas por los profesionales en relación con la metodología, siempre que no hubiesen sido ya incluidas en comentarios anteriores.

8.3.1. PRINCIPALES VENTAJAS.

Ventaja 1: Metodología sistemática, clara, y progresiva, con una progresión adaptada a la cronología del proyecto. El proceso que se propone está muy bien estructurado y parece de fácil aplicación, por lo que puede ser de gran ayuda en el desarrollo del

proyecto, con grandes posibilidades de reducción de costes y plazos y posibles ventajas competitivas.

Ventaja 2: Recoge el aprendizaje derivado de las experiencias habidas en muchos proyectos y con muy diversas situaciones, de ahí su indudable utilidad. Se encuentran ordenadamente recogidos la mayor parte de los errores que se han ido cometiendo en este tipo de proyectos y de las dificultades que se han ido encontrando, por lo que es útil tanto para reflexión de las empresas experimentadas como, sobre todo, para el aprendizaje de los bisoños.

Ventaja 3: Muy útil para mejor entender el desarrollo de un proyecto de parque eólico y tomar medidas para la reducción de incidentes en su desarrollo. Reúne ordenadamente los principales aspectos que deben tenerse en cuenta en el desarrollo de un parque eólico, por lo que es una buena herramienta para evitar o reducir el riesgo o, por lo menos, acotarlo. Ayuda a que el promotor entienda el desarrollo del proyecto y a que los técnicos dediquen su tiempo a trabajar en vez de a dar explicaciones y buscar justificaciones ante la propiedad. Sistematiza una reflexión progresiva sobre las amenazas y oportunidades que pueden presentarse en el desarrollo de un proyecto de parque eólico y apunta opciones de respuesta para reducir los daños en caso de impacto. Además de servir al promotor como manual o lista de comprobación para evitar o acotar los riesgos en el desarrollo de este tipo de proyectos, parece un procedimiento fácilmente exigible en las contrataciones "llave en mano".

8.3.2. PRINCIPALES INCONVENIENTES.

Inconveniente 1: La falta de cultura empresarial en algunos promotores hace difícil que acepten la utilidad de los procedimientos de sistematización y organización del trabajo hasta que han sufrido algunos fracasos significativos. En general, los promotores novatos suelen carecer de cualquier tipo de criterio que les ayude a valorar la utilidad de sistematizar el desarrollo de los proyectos y acudir a expertos para mejorar el proceso, por lo que esta falta de cultura empresarial limitará su posible aplicación en bastantes casos. La mayor parte de los promotores que se acercan por primera vez a este tipo de proyectos (o a cualquier otro tipo) desconoce la importancia de la dirección de proyectos y de la gestión del riesgo, por lo que posiblemente minusvalorarán su importancia. Todavía es muy fuerte en España la tendencia de contratar exclusivamente en función del precio. Tiene que contar desde el principio con la voluntad y formación del propietario. Podría llegar a ser muy caro, si en algunas etapas se usan técnicas cuantitativas sofisticadas.

Inconveniente 2: La dirección del proyecto puede oponerse a un excesivo protagonismo de la gestión del riesgo. En muchos casos el promotor carece de suficiente cultura empresarial para valorar y aceptar la propuesta, por lo que se necesita que el promotor tenga una buena cultura empresarial y que la dirección del proyecto tenga experiencia previa en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos. Aunque un proceso de este tipo debería ser acometido siempre, exige una cierta cultura empresarial todavía escasa, incluso en equipos especializados en desarrollo de proyectos. En cualquier caso, la aplicabilidad del proceso de análisis siempre será más fácil en los proyectos de mayor dimensión y con las empresas más experimentadas en el desarrollo de parques eólicos.

Inconveniente 3: Sobre todo en grandes empresas se han hecho importantes avances en este campo, pero en España todavía es muy modesta la cultura empresarial en dirección de proyecto (que suele, en el mejor de los casos, asociarse a

la dirección facultativa) y parece dudoso que se contratase a consultores externos a la propia empresa. Esta característica es prácticamente común al sur europeo, mientras que ocurre lo contrario en los países anglosajones, germánicos y escandinavos. Es casi general el desconocimiento de la importancia de la dirección de proyecto en los países mediterráneos, aunque poco a poco (muchas veces por exigencias de la financiación) va calando la significación de la gestión del riesgo, lo que acabará por traer tras sí la dirección del proyecto.

8.3.3. VALORACIONES EN RELACIÓN A LA APLICABILIDAD Y POTENCIAL EFICACIA.

Del conjunto de valoraciones efectuadas, cuyos resultados completos se presentan en el Anexo 10, una vez efectuado el filtrado de las anomalías detectadas, se destacan los siguientes aspectos referentes al listado de riesgos y a la metodología para su gestión.

La aplicabilidad, lógicamente en función de costes, plazos y actividades a realizar, recibe una valoración media de 7,1 puntos sobre 10, con una desviación típica de 0,38 y unos valores mínimo y máximo de 7 y 8, respectivamente, lo que traduce un importante grado de coincidencia entre los entrevistados.

El potencial grado de eficacia en la empresa u organismo en el que el entrevistado desarrolla su trabajo recibe también una buena calificación, con 7,7 puntos sobre 10 y un valor de 0,49 para la desviación típica, con valores extremos de 7 y 8. Vale decir que los entrevistados consideran la propuesta con una buena adaptabilidad para utilizarla en su propio trabajo.

El potencial grado de eficacia entendido en su aplicabilidad general en otras empresas no resulta tan satisfactorio, alcanzando una puntuación de 6,4 sobre 10. En este caso la desviación típica es de 0,53 y los valores mínimo y máximo de 6 y 7, respectivamente. Es evidente que los entrevistados, con una experiencia importante en los proyectos de parques eólicos, no confían suficientemente en la cultura empresarial de la mayoría de los promotores que se acercan a este sector.

Por último la metodología propuesta y el listado de riesgos que la acompaña reciben una valoración global de 8 puntos sobre 10, con una mayor disparidad de opiniones, como lo indican un valor de 0,58 para la desviación típica y de 7 y 9 para los valores mínimo y máximo.

8.3.4. OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS.

a) En este y otro tipo de proyectos, muchas veces priman más aspectos políticos que técnicos; en este sentido, la influencia de un departamento o grupo dentro de la administración pública puede resultar decisiva. Por otra parte, y como sugerencia singular, quizá esta metodología, incluido el listado de riesgos, podría resultar de gran aplicación para que las administraciones públicas exigiesen determinadas garantías a los promotores de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.

b) Aquellos promotores que llevan algún tiempo en el sector con el desarrollo de los parques eólicos han ido aprendiendo de su propia experiencia y de la de otros por lo que muchas de las propuestas que aquí se presentan ya se aplican en estas empresas. En cualquier caso, las empresas con cierta dimensión y experiencia en otro tipo de proyectos pueden aplicar con provecho el método pero incluso las que ya tienen experiencia directa en este tipo de proyectos también encontrarán aspectos de utilidad.

c) El cliente cada vez más entiende la bondad de un proceso eficaz basado en la experiencia. El promotor es el más interesado en asegurar la viabilidad del proyecto y, por tanto, de usar este tipo de metodología. Sin embargo, es necesaria una evolución en la cultura corporativa que permita incorporar a la empresa el concepto de la dirección de proyecto, admitiendo que su coste supere el 2% de la inversión, que es la cifra que suele aceptarse para dirección de proyecto-dirección facultativa-gestión del riesgo. Quizá el ejemplo de empresas líderes en el sector acabe por inducir un cierto mimetismo en el resto, pero es esencial que estos cambios sean bien recibidos y apoyados desde la alta dirección de la empresa.

d) En España se valora muy poco la dirección de proyecto. En algunos casos se solicita conjuntamente el paquete ingeniería-dirección facultativa por el equivalente a un 5% de los costes de inversión, en proyectos pequeños, y hasta un 2% en proyectos grandes, entendiendo que ello es una especie de dirección de proyecto. Algunos promotores con una mayor cultura de proyecto admiten pagar hasta cerca del 10%, pero contratando a consultores de reconocido prestigio.

e) El no entender a tiempo la importancia de la dirección de proyecto acarrea generalmente notables problemas en el desarrollo del mismo, agravados en España por la baja calidad de los proyectos constructivos. Sería razonable admitir un coste del orden del 12% de la inversión para la dirección de proyecto, siempre y cuando incluyese todas las etapas de la ingeniería, desde el diseño conceptual hasta la puesta en marcha, además de la gestión de riesgos. Lógicamente, la aplicabilidad debería crecer con el tamaño del proyecto y con la dimensión y madurez de los promotores.

Capítulo 9

Posibilidades de aplicabilidad de la metodología a otros proyectos de aprovechamiento energético de recursos naturales

Los propósitos políticos varían mucho en el curso de la guerra y al final pueden ser completamente distintos, pues están determinados por los resultados (Clausewitz: De la guerra).

9.1. INTRODUCCIÓN.

Considerados en una visión de conjunto, los proyectos de aprovechamiento energético de recursos naturales reúnen una serie de características generales que presentan ciertos rasgos comunes de importancia, a saber:

- La cuantía y particularidades del recurso a utilizar no se encuentran, generalmente, perfectamente definidas: hídrico (precipitaciones, caudales), eólico (velocidades, direcciones), solar (insolación, radiación), geotérmico (caudales, temperaturas), de la biomasa (producción, poder calorífico), de las olas (frecuencia, energía asociada), etc.
- Los procesos de conversión del recurso energético en formas de energía manejables (mecánica, eléctrica, química) y los conversores necesarios para ello no han alcanzado su óptima capacidad técnica ni su plena madurez comercial, con la excepción destacada de las máquinas hidráulicas y la más reciente de las máquinas eólicas.
- Las prestaciones del convertidor energético (turbina hidráulica, aerogenerador, panel termosolar, captador fotovoltaico, etc.) son fundamentales en la viabilidad técnica del proyecto.
- Las incertidumbre asociadas a estos proyectos dificultan su financiación, que, por otra parte, suele consumir en la inversión recursos económicos relativamente importantes frente a las perspectivas de producción.
- En general, y salvo casos singulares (grandes centrales hidroeléctricas, instalaciones eólicas o fotovoltaicas aisladas) el aprovechamiento de este tipo de recursos necesita del apoyo institucional para su penetración comercial.
- La implantación de los proyectos lleva asociados efectos ambientales significativos (modificación en los usos del territorio, impacto visual, afección a los ecosistemas).
- La energía producida se comercializa generalmente en forma de energía eléctrica y, en algunos casos, también en forma de calor, encontrándose en fase de estudio la posibilidad de hacerlo utilizando el hidrógeno como vector.
- La energía producida como electricidad se comercializa mediante la entrega al sistema general de suministro eléctrico.

En razón de estas similitudes y concomitancias, se entiende que la mayor parte de la metodología que se propone en esta tesis puede resultar aplicable a los otros tipos de proyectos de aprovechamiento de recursos energéticos naturales.

En efecto, los aspectos que se consideran medulares en la gestión de los factores de riesgo o incertidumbre, entendidos como factores que generan oportunidades y amenazas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y que se han tratado con detalle en los capítulos precedentes, son, con las lógicas matizaciones, prácticamente los mismos que los del resto de los proyectos citados, como se comenta someramente en los apartados siguientes.

Se hace notar que se han exceptuado de estas consideraciones los recursos energéticos fósiles (carbón, petróleo, gas natural) y radiactivos, debido a su diferente valoración económica e implantación comercial, aunque indudablemente otros aspectos de su aprovechamiento pudiesen recibir similar tratamiento (cuantificación, impacto ambiental, valoración, etc.) e incluso cabría decir otro tanto del aprovechamiento de recursos naturales no energéticos (minería, roca ornamental, silvicultura, acuicultura).

9.2. RECURSOS HIDRÁULICOS.

En los proyectos de aprovechamiento de recursos hidráulicos con fines energéticos, siendo hoy día, con mucho, la finalidad más habitual la de producción de electricidad, además de la planificación inicial y el estudio de oportunidad, es la fase de evaluación del recurso hidroeléctrico, con la lógica continuación en el análisis de viabilidad, el núcleo en el que se sustenta todo el proyecto, y la principal fuente de factores de riesgo a tener en cuenta en su desarrollo.

Con las lógicas adaptaciones a las particularidades del recurso hidráulico (pluviometría, escorrentía, evapotranspiración), las técnicas de cuantificación del mismo y de los riesgos a ellas asociados corren totalmente parejas a las que se emplean en el caso de los recursos eólicos: recopilación y depuración de datos estadísticos pluviométricos, hidrográficos y foronómicos; recogida de datos limnigráficos en el emplazamiento elegido, establecimiento de correlaciones entre cuencas semejantes, estudio de avenidas, etc. [Jarabo Friedrich *et al.*, 1988; González Alonso, 1989a; Cubillo, 1990; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1992d; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1994; Jiandong *et al.*, 1997].

Las mismas consideraciones son válidas para proyectos no energéticos, como pueden ser los de regadío o los de abastecimiento de poblaciones, en los que la determinación de la cuantía del recurso (caudales aprovechables) es fundamental.

9.3. RECURSOS SOLARES.

El aprovechamiento actual de los recursos solares, excluidas las técnicas de aprovechamiento pasivo –designadas a veces como arquitectura bioclimática–, pueden agruparse de manera homogénea en dos grupos: aprovechamientos térmicos (de baja, media y alta temperatura) y aprovechamientos fotoeléctricos.

En cualquiera de los dos casos, y con la salvedad ya apuntada de aquellas circunstancias en las que la necesidad se impone a la eficiencia, el punto de partida del proyecto, supuesto positivo el estudio de oportunidad, está en la cuantificación energética de la radiación solar.

En este caso, también la recogida y evaluación de datos históricos, junto con la medida de la radiación incidente en el emplazamiento elegido constituyen la armazón sobre la que se desarrolla el proyecto.

El conocimiento de los albedos, la actinometría, la evolución térmica o los sombreamientos son otros tantos aspectos a tener en cuenta en la evaluación del recurso solar [Yáñez, 1982; Yáñez, 1988; Jarabo Friedrich *et al.*, 1988; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1991 y 1992e; Markvart, 1995; de Cusa, 1998; Lemvigh-Müller, 1999; Alonso Abella, 2001].

También en estos proyectos, además de la planificación inicial y el estudio de oportunidad, es la fase de evaluación del recurso solar, con su lógica continuación en el análisis de viabilidad, el núcleo en el que se sustenta todo el proyecto y, por consiguiente, la principal fuente de factores de riesgo a tener en cuenta en su desarrollo.

9.4. RECURSOS GEOTÉRMICOS.

El aprovechamiento actual del calor almacenado en el interior de la Tierra y transmitido por conducción a través de los materiales que forman el subsuelo pasa por el conocimiento de las anomalías geotérmicas zonales identificadas por sus manifestaciones superficiales: vulcanismo reciente, alteraciones hidrotermales, emanaciones gaseosas.

El estudio de parámetros como el gradiente geotérmico local y la densidad del flujo geotérmico son el punto de partida para determinar las posibilidades de un cierto campo geotérmico. Según las características geológicas del yacimiento y las condiciones locales de transporte de calor a la superficie cabe diferenciar entre sistemas hidrotérmicos, geopresurizados y de roca seca caliente [Jarabo Friedrich *et al.*, 1988; Dickson and Fanelli, 1995].

En cualquiera de los tres casos citados, la viabilidad del aprovechamiento pasa por conocer: la profundidad y espesor de posibles acuíferos; la calidad, caudal y temperatura de los fluidos; la permeabilidad y porosidad de las rocas; y la conductividad térmica y capacidad calorífica del acuífero y sistema geológico circundante.

Tanto la tipología como la variabilidad de los parámetros que caracterizan un aprovechamiento geotérmico, unidas a la elevada inversión inicial necesaria, pueden hacer igualmente apropiada la utilización de la metodología que aquí se propone para el análisis de los factores de riesgo a tener en cuenta en el hipotético desarrollo de un proyecto de este tipo.

9.5. RECURSOS DE LA BIOMASA.

Los aprovechamientos de la biomasa son quizá los que muestran una mayor diversificación de fuentes con fines energéticos y consiguientes posibilidades de desarrollo, desde la biomasa primaria o vegetal (también llamada fitomasa) hasta las numerosas variantes de biomasa residual: residuos agrícolas, forestales, ganaderos, de la industria agroalimentaria, y urbanos (tantos residuos sólidos como aguas residuales).

En todos los casos el análisis de viabilidad del proyecto debe empezar por el estudio de oportunidad y la caracterización y cuantificación del recurso energético (cantidades disponibles, composición discreta, composición elemental, poderes

caloríficos, evolución espacial y temporal), así como las diferentes posibilidades técnicas para su valorización energética: incineración, gasificación, pirólisis, digestión aerobia y anaerobia, etc. [Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, 1982; Jarabo Friedrich *et al.*, 1988; González Alonso, 1989b; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1992c; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1993a; Ortiz Torres, 1994; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1995c; Agejas Domínguez, 1996; Jarabo Friedrich, 1999; Wereko-Brobby and Hagan, 1997].

Por estas razones parece adecuado el enfoque de análisis del ciclo de vida que aquí se propone, con las convenientes adaptaciones a cada uno de los casos concretos cuyo estudio se abordase.

9.6. RECURSOS DE LAS OLAS.

Las posibilidades de aprovechamiento de los recursos marinos y, en particular, de la energía de las olas, con la determinación de parámetros como la altura significativa de una ola, el periodo de nivel cero, la potencia disipada por unidad de longitud de frente de ola, las variaciones temporales asociadas a fenómenos meteorológicos atmosféricos y corrientes marinas, desde el punto de vista de este doctorando parecen igualmente demandar una aproximación similar a los otros casos ya mencionados para la caracterización de un posible proyecto de desarrollo [Jarabo Friedrich *et al.*, 1988; Elliot and Caratti, 1994].

9.7. OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS.

De manera general y para no resultar más prolijo en este capítulo, resumir que en el desarrollo de cualquier proyecto, y de manera más acusada, en el de proyectos de aprovechamiento de recursos naturales, sean o no energéticos, es de sobra conocido por los profesionales el aumento de la complejidad de las tareas de coordinación con el incremento de agentes implicados en el mismo, así como la elevación del riesgo y de los perjuicios subsiguientes a los fallos de coordinación, que indefectiblemente comprometen los objetivos de coste y plazo inicialmente previstos.

Son muchas y muy complejas las posibilidades de desarrollo en el aprovechamiento energético de recursos naturales, desde la aplicación de técnicas ya suficientemente conocidas y con una amplia trayectoria comercial (hidráulica, eólica, incineración de fitomasa y residuos sólidos urbanos, termosolar de baja temperatura, fotovoltaica, biocarburantes y biocombustibles), hasta el desarrollo de plantas que demuestren la viabilidad comercial de otro tipo de aprovechamientos (generación de hidrógeno con parques eólicos, termoelectricidad solar, aprovechamiento de las olas, etc.) que están todavía alejados en sus posibilidades de penetración en el mercado [Fernández Rubio *et al.*, 1986; Gómez Orea, 1988; Jarabo Friedrich *et al.*, 1988; González Alonso, 1989b; Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 1991, 1992a, 1992b, 1992c, 1992d, 1992e, 1993a, 1994; Instituto de la Ingeniería de España, 1992; Messerle, 1995; Takahashi and Trenka, 1996; Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD), 1999].

El desarrollo de las propuestas que aquí se sugieren, además de los obvios beneficios que se derivarán de un mejor conocimiento de la gestión de los correspondientes proyectos de aprovechamiento de recursos energéticos renovables, dadas las particularidades de este tipo de recursos, podrán generar un conjunto de propuestas complementarias y adicionales para mejorar la eficacia en la gestión de

aquellos proyectos que conlleven el aprovechamiento de recursos naturales no necesariamente energéticos.

En lo que atañe al hipotético grado de interés subyacente en el posible desarrollo de los trabajos a los que aquí se apunta, piénsese que, sólo en lo que atañe al ámbito energético, las previsiones del Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005b] contemplan el desarrollo de 15.462 MW eléctricos (con 7.602 miles de toneladas equivalentes de petróleo sustituidas) en todas las áreas técnicas actuales (hidráulica, eólica, biomasa, fotovoltaica y termoeléctrica), además de 907 miles de toneladas equivalentes de petróleo sustituidas con biomasa y energía solar térmica y 1.972 miles de toneladas equivalentes de petróleo sustituidas con biocarburantes, con unas inversiones directas del orden de 23.598 millones de euros, a las que habrán de añadirse las inversiones en infraestructuras complementarias (más de dos millones de euros previstos sólo en la mejora de las infraestructuras eléctricas [Ministerio de Economía, 2002]), con lo que ello supone de toma de decisiones, tanto por parte de las administraciones públicas, como por la iniciativa privada.

Capítulo 10

Conclusiones, aportaciones y futuros desarrollos

Bien puede vuestra merced, señor Triste Figura, dormir todo lo que quisiere, que ya está todo hecho y concluido (Cervantes: Quijote)

10.1. CONCLUSIONES.

10.1.1. En relación a los factores de riesgo más importantes en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España.

Como en el capítulo cuarto se justificó, en este trabajo se ha considerado como la más adecuada una aproximación a la gestión de amenazas y oportunidades en este tipo de proyectos estructurada conforme a las diferentes etapas del ciclo de vida del mismo, tanto por la diferente importancia relativa de las posibles amenazas y oportunidades entre unas y otras etapas como por la propia facilidad del análisis con este enfoque.

Al llevarse a cabo el análisis desde el punto de vista del propietario (y del consultor que asiste al propietario), se efectuó una división detallada del ciclo de vida del proyecto, de tal manera que el alcance y contenidos de cada una de las etapas de desarrollo del proyecto quedasen mucho mejor definidos y estructurados. En este capítulo de conclusiones, tanto por una mayor sencillez como por ser la manera habitual en España de abordar este tipo de proyectos, se reagrupan las distintas etapas en los cuatro grandes estadios básicos significativos inicialmente definidos:

- análisis y evaluación de recursos (incluye: planificación inicial; contratación para el estudio de oportunidad; estudio de oportunidad; contratación para la evaluación de recursos eólicos; evaluación de recursos eólicos; contratación para el análisis de viabilidad; análisis de viabilidad).
- ingeniería de detalle (incluye: estudio de financiación; planificación detallada; contratación para la ingeniería de detalle; ingeniería de detalle).
- construcción y puesta en marcha del parque eólico (incluye: contratación para la ejecución; ejecución; refinanciación; transferencia).
- operación y mantenimiento (incluye: contratación para la explotación; apoyo; explotación; abandono y desmantelamiento).

Tras recordar que aquí se han considerado como riesgos tanto las amenazas que pudiesen comprometer la realización del proyecto, perjudicando a sus objetivos, como las oportunidades que podrían igualmente hacerse presentes y permitir una buena concepción y posterior desarrollo del mismo, beneficiando a los objetivos del proyecto, puede concluirse que los riesgos de mayor impacto en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España están relacionados con:

a) El análisis y la evaluación de recursos eólicos:

- Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos.
 - Se minusvalora la importancia del análisis del recurso eólico y se prescinde de auditar el informe que resulta del mismo.
 - Se minusvalora la importancia del análisis de viabilidad del proyecto y se prescinde de auditar el diseño completo del parque eólico que resulta del mismo.
 - Se minusvalora la importancia del análisis del recurso eólico y se selecciona o contrata inadecuadamente al equipo responsable del mismo.
 - Exceso de optimismo que lleva a minusvalorar las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto.
 - Desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, de las alternativas de contratación para tales tareas, de los aspectos legales que le afectan o de las particularidades de su financiación, con carencias en la documentación necesaria para estos aspectos.
 - Se minusvalora la importancia del análisis detallado del emplazamiento y de su entorno y se selecciona o contrata inadecuadamente al equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, con lo que se carece o falta la actualización de la documentación sobre posibles limitaciones al desarrollo del mismo en el emplazamiento elegido (instalaciones ya existentes, dificultades de accesibilidad, restricciones en la planificación, derechos preexistentes).

- Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación.
 - Proceso inadecuado de selección o contratación de los equipos responsables del estudio de oportunidad, de la evaluación de recursos y del análisis de viabilidad.

- Indefiniciones en el marco general de la política energética de la región en la que se pretende desarrollar el proyecto.
 - Falta de apoyo de las administraciones públicas, desinterés o franca oposición.
 - Carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente de energía eléctrica.
 - Incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente).
 - Exceso de intervencionismo estatal o de burocracia administrativa, con lentitud y complicaciones en la obtención de permisos, licencias y autorizaciones.

- ➔ Condicionantes estratégicos o corporativos, o condicionantes de plazo que influyen en la contratación.
 - Imposiciones por parte del promotor o de las autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros.
 - Precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación a causa de presiones a efectos de plazo.

- ➔ Interés de la administración en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o en fases intermedias del mismo, lo que supone la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.
 - Apoyo de las administraciones públicas al aprovechamiento de los recursos eólicos.
 - Disposiciones legales concretas que favorecen los aprovechamientos de recursos eólicos.
 - Simplificaciones en la planificación territorial; garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos.
 - Garantía del marco legal y tarifario asociado a la producción de energía eléctrica en régimen independiente en general o al aprovechamiento de los recursos eólicos en particular.

- ➔ Experiencia relevante del promotor en este tipo de proyectos, con la consiguiente seguridad en el análisis de las circunstancias que enmarcan los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en un determinado contexto.
 - El conocimiento de los aspectos técnicos del aprovechamiento eólico y del marco legal de referencia y desarrollo, así como adecuación a las características de producción en régimen especial, permite una buena concepción del proyecto y facilita su posterior desarrollo.

- ➔ El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración, por lo que, si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde.
 - Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.

- ➔ Integración del fabricante de aerogeneradores en el equipo de diseño, incluyendo desde la planificación inicial hasta la ingeniería de detalle y ejecución.
 - Defensa de intereses comunes al propietario y al fabricante de los aerogeneradores y facilidad en la concepción, diseño y ejecución del proyecto del parque eólico.

- Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica.
 - Las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente, por lo que las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también puede hacerlo el apoyo de la administración.

b) La ingeniería de detalle del parque eólico:

- Falta de cultura empresarial o bien falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos, en particular en gestión de contratación y en gestión de la calidad.
 - Proceso inadecuado de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle.
 - Inexistencia de la función real de gestión de la calidad ni un programa de aseguramiento de la calidad y tampoco se audita el resultado final de la ingeniería de detalle.
 - En el caso de un proyecto “llave en mano”, proceso inadecuado de selección o contratación del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos).
 - Falta de atención a las condiciones (técnicas, ambientales o de seguridad y salud) expresadas en las autorizaciones administrativas, con deficiencias en su cumplimiento y en la verificación del mismo.
- Indefiniciones en el marco general de la política energética de la región en la que se pretende desarrollar el proyecto.
 - Falta de apoyo de las administraciones públicas, desinterés o franca oposición.
 - Carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente de energía eléctrica.
 - Incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente).
 - Exceso de intervencionismo estatal o de burocracia administrativa, con lentitud y complicaciones en la obtención de permisos, licencias y autorizaciones.
- Condicionantes estratégicos o corporativos, o condicionantes de plazo que influyen en la contratación.
 - Imposiciones por parte del promotor o de las autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros.
 - Precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación a causa de presiones a efectos de plazo.
- Interés de la administración en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o en fases intermedias del mismo, lo que supone

la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.

- Apoyo de las administraciones públicas al aprovechamiento de los recursos eólicos.
- Disposiciones legales concretas que favorecen los aprovechamientos de recursos eólicos.
- Simplificaciones en la planificación territorial; garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos.
- Garantía del marco legal y tarifario asociado a la producción de energía eléctrica en régimen independiente en general o al aprovechamiento de los recursos eólicos en particular.

→ El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración, por lo que, si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde.

- Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.

→ Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica.

- Las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente, por lo que las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también puede hacerlo el apoyo de la administración.

c) La construcción y puesta en marcha del parque eólico:

→ Falta de cultura empresarial o bien falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos, en particular en gestión de contratación y en gestión de la calidad.

- Proceso inadecuado de selección o contratación del contratista o contratistas.
- En el caso de un proyecto “llave en mano”, proceso inadecuado de selección o contratación del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos).
- Falta de atención a las condiciones (técnicas, ambientales o de seguridad y salud) expresadas en las autorizaciones administrativas, con deficiencias en su cumplimiento y en la verificación del mismo.

→ Condicionantes estratégicos o corporativos, o condicionantes de plazo que influyen en la contratación.

- Imposiciones por parte del promotor o de las autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros.
 - Precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación a causa de presiones a efectos de plazo.
- Interés de la administración en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o en fases intermedias del mismo, lo que supone la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.
- Apoyo de las administraciones públicas al aprovechamiento de los recursos eólicos.
 - Disposiciones legales concretas que favorecen los aprovechamientos de recursos eólicos.
 - Simplificaciones en la planificación territorial; garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos.
 - Garantía del marco legal y tarifario asociado a la producción de energía eléctrica en régimen independiente en general o al aprovechamiento de los recursos eólicos en particular.
- El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración, por lo que, si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde.
- Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.
- Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica.
- Las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente, por lo que las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también puede hacerlo el apoyo de la administración.

d) La operación y el mantenimiento del parque eólico:

- Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación.
- Proceso inadecuado de selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico.

- Condicionantes estratégicos o corporativos, o condicionantes de plazo que influyen en la contratación.
 - Imposiciones por parte del promotor o de las autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros.
 - Precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación a causa de presiones a efectos de plazo.

- Interés de la administración en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o en fases intermedias del mismo, lo que supone la eliminación de barreras al desarrollo del proyecto y la reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.
 - Apoyo de las administraciones públicas al aprovechamiento de los recursos eólicos.
 - Disposiciones legales concretas que favorecen los aprovechamientos de recursos eólicos.
 - Simplificaciones en la planificación territorial; garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos.
 - Garantía del marco legal y tarifario asociado a la producción de energía eléctrica en régimen independiente en general o al aprovechamiento de los recursos eólicos en particular.

- El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración, por lo que, si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde.
 - Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto.

- Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica.
 - Las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente, por lo que las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también puede hacerlo el apoyo de la administración.

e) Otros puntos de vista:

Si el análisis de los resultados se lleva a cabo desde otros puntos de vista diferentes al ciclo de vida del proyecto, puede decirse que los riesgos de mayor impacto en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España están relacionados con:

→ La planificación y control del proyecto.

- Insuficiente madurez de la mayor parte de las empresas españolas en dirección de proyectos y en gestión del riesgo (con las excepciones relacionadas con el riesgo asociado al impacto ambiental y con el riesgo en asuntos de seguridad y salud).
- Exceso de optimismo que lleva a minusvalorar las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto.
- Desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, de las alternativas de contratación para tales tareas, de los aspectos legales que le afectan o de las particularidades de su financiación, con carencias en la documentación necesaria para estos aspectos.
- Falta de atención a las condiciones (técnicas, ambientales o de seguridad y salud) expresadas en las autorizaciones administrativas, con deficiencias en su cumplimiento y en la verificación del mismo.

→ La contratación.

- Imposiciones por parte del promotor o de las autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros.
- Precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación a causa de presiones a efectos de plazo.
- Proceso inadecuado de selección o contratación de los equipos responsables de diferentes tareas en el desarrollo del proyecto (estudio de oportunidad, evaluación de recursos, análisis de viabilidad, ingeniería de detalle, ejecución de las obras, explotación de las instalaciones).

→ Los recursos humanos.

- Limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, falta de personal cualificado o con experiencia, incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, incluso personal clave con dedicación en varios proyectos, además de posibles cambios en personal de experiencia o responsabilidad que estuviese adscrito al proyecto en cuestión.
- No se da la importancia suficiente a la formación y transmisión de conocimientos adquiridos (sistemas de gestión de conocimiento corporativo).

→ Los aspectos técnicos.

- Se carece o falta la actualización de la documentación sobre posibles limitaciones al desarrollo del proyecto en el emplazamiento elegido (instalaciones ya existentes, dificultades de accesibilidad, restricciones en la planificación, derechos preexistentes).
- Mala calidad del proyecto constructivo: deficiencias en el diseño, plan de obra y especificaciones del conjunto de las instalaciones por mezquindad en el estudio geotécnico, pobreza del estudio de impacto ambiental (incluida la parte de análisis arqueológico), falta de rigor o calidad en la documentación técnica, errores y omisiones en cálculos, dimensionamientos o mediciones, incoherencias entre documentos del proyecto de detalle, o estimaciones

optimistas de precios de contratación, así como imprecisión o indefiniciones en los detalles (unidades de obra, especificaciones), impericia y superficialidad en el establecimiento de los plazos de ejecución.

→ Los aspectos políticos.

- Falta de apoyo de las administraciones públicas, desinterés o franca oposición.
- Carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente de energía eléctrica.
- Incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente).
- Exceso de intervencionismo estatal o de burocracia administrativa, con lentitud y complicaciones en la obtención de permisos, licencias y autorizaciones.

Como resumen significativo de estos principales riesgos debe destacarse que casi todos ellos están relacionados con la notable falta de madurez en dirección de proyectos y en gestión del riesgo de que adolece la gran mayoría de las empresas españolas, tal y como ya se ha indicado y con las salvedades de los riesgos ambientales y de seguridad y salud, también mencionadas.

10.1.2. En relación con las principales respuestas a los factores de riesgo en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España.

Debe, en primer lugar, tenerse en cuenta que alguna de las posibles respuestas a los factores de riesgo en un proyecto pueden ser implantadas en el propio ámbito del proyecto, pero que muchas otras solo pueden serlo desde la misma dirección de la empresa u organización que lo lleva a cabo. Por esta razón, y al ser España un país que sufre de un alto grado de intervencionismo, algunas de las estrategias específicas que se han propuesto requieren la cooperación de los organismos administrativos, de los políticos y, en definitiva, de la legislación particular de aplicación.

En segundo lugar, otro aspecto bien significativo que debe tenerse en cuenta, como en esta Tesis se demuestra, es que una gran mayoría de las respuestas a los factores de riesgo es común a gran parte de ellos, circunstancia que, por consiguiente, incrementa notablemente su grado de importancia.

En resumen, las principales respuestas a los factores de riesgo en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España están relacionados con:

→ La planificación y control del proyecto.

- La utilización de consultores especializados en dirección de proyectos, en general, y en particular en la selección de los equipos de apoyo al promotor en las diferentes fases de desarrollo del proyecto.
- El desarrollo de la planificación global del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.).
- La solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y el contraste de las mismas con los anteriores clientes.

- La obligatoriedad de auditar (la evaluación del recurso eólico, el diseño del parque eólico, la ingeniería de detalle), impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar.
- El establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas.
- La organización de reuniones con responsables bancarios y de la administración para reducir el posible exceso de confianza.

→ La formación y la gestión del conocimiento.

- La formación específica en el campo del aprovechamiento de los recursos eólicos a los cargos relevantes de las empresas.
- La implantación de sistemas de gestión de conocimiento corporativo para recoger la experiencia que pudiera haberse obtenido de proyectos precedentes.
- La formación de equipos de trabajo combinando personal con experiencia y sin ella, para que esa experiencia vaya pasando al resto de personal de una manera más natural.
- La contratación de personal para el proyecto que reúna todavía mayor experiencia que la del personal actual.
- La elaboración de publicaciones informativas y formativas por parte de la administración (IDAE, consejerías autónomas al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño del parque eólico, si bien este tipo de respuesta se considera de baja eficacia al ser este tipo de publicaciones habitualmente puestas en circulación con un gran retraso temporal con respecto a las principales iniciativas empresariales.

→ La contratación.

- La anticipación en la petición de ofertas de los criterios, procedimientos y baremos técnicos y económicos para la evaluación y adjudicación de las mismas.
- La publicación anticipada de los criterios, procedimientos y baremos de evaluación técnica y económica para la adjudicación de contratos y concursos públicos.

→ Los recursos humanos.

- La identificación de los puestos clave del equipo: selección (con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos, y exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

→ Los aspectos políticos.

- La búsqueda previa de apoyo en la administración.

- La negociación previa de acuerdos con la administración para evitar o aliviar posibles problemas en el desarrollo del proyecto.
- La promoción directa de la idea ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a este tipo de proyectos.
- Los acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa índole; por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente).

→ Otras respuestas.

- Las actuaciones para convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas).
- La movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada).
- La sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación).

Como no podía ser de otra forma, también es este apartado debe destacarse que gran parte de las respuestas a los factores de riesgo están relacionadas con la notable falta de madurez en dirección de proyectos y en gestión del riesgo de que adolece la gran mayoría de las empresas españolas, tal y como ya se ha indicado con anterioridad y con las salvedades de los riesgos ambientales y de seguridad y salud, también previamente mencionadas.

10.1.3. En relación con la metodología propuesta para la reducción del riesgo en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.

Las conclusiones principales en lo que respecta a la metodología y procedimientos de gestión del riesgo a aplicar en la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en España se detallan en los párrafos siguientes.

→ Promotores con falta de experiencia o experiencia insuficiente en este tipo de proyectos.

- El proceso que se propone, estructurado conforme a la progresión cronológica del ciclo de vida del proyecto, supone un acercamiento didáctico al mismo, por lo que resulta de enorme utilidad para mejor entender el desarrollo de un proyecto de parque eólico y poder así tomar las medidas más convenientes para la reducción de incidentes en su desarrollo.
- La mayor parte de los promotores que se acerca por primera vez a esta clase de proyectos (o, en general, a cualquier otra) carece de cualquier tipo de criterio que les ayude a valorar la utilidad de sistematizar su desarrollo y acudir a expertos para mejorar el proceso, y desconoce la importancia de la

dirección de proyectos y de la gestión del riesgo, por lo que acostumbran a minusvalorar su importancia hasta que sufren algunos fracasos significativos.

→ Promotores con experiencia en este tipo de proyectos.

- Al reunirse ordenadamente los principales aspectos que deben tenerse en cuenta en el desarrollo de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, el proceso propuesto ayuda a profundizar mejor en el conocimiento de sus diferentes etapas y se configura como una buena herramienta para afrontar los posibles riesgos o, por lo menos, acotarlos. Puesto que sistematiza una reflexión progresiva sobre las amenazas y oportunidades que pueden presentarse en el desarrollo del proyecto y apunta opciones de respuesta para reducir los daños en caso de impacto, además de servir al promotor como manual o lista de comprobación para evitar o acotar los riesgos en el desarrollo de este tipo de proyectos, resulta un procedimiento fácilmente exigible en las contrataciones "llave en mano".

→ Organismos de las administraciones públicas.

- Tanto en este como en otro tipo de proyectos, priman muchas veces más los aspectos políticos que los técnicos por lo que, en este sentido, la influencia de un departamento o grupo dentro de la administración pública puede resultar decisiva. Por esta razón, y como sugerencia singular, el empleo de esta metodología, incluido el listado de riesgos, podría resultar de gran utilidad para que las administraciones públicas en ejercicio de sus competencias exigiesen determinadas garantías a los promotores de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.

→ Aspectos generales.

- En muchos casos el promotor carece de suficiente cultura empresarial para valorar y aceptar la propuesta, por lo que se necesita que el promotor tenga una buena formación en este ámbito y que la dirección del proyecto tenga experiencia previa en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos. Aunque un proceso de este tipo debería ser acometido siempre, exige una cierta cultura empresarial todavía escasa, incluso en equipos especializados en desarrollo de proyectos. En cualquier caso, la aplicabilidad del proceso de análisis siempre será más fácil en los proyectos de mayor dimensión y con las empresas más experimentadas en el desarrollo de parques eólicos.
- Es necesaria una evolución en la cultura corporativa que permita incorporar a la empresa el concepto de la dirección de proyecto al ser en España todavía muy modesta la cultura empresarial en este ámbito (que suele, en el mejor de los casos, asociarse a la dirección facultativa) y muy poco frecuente el contrar a consultores externos a la propia empresa. Esta característica es común al sur europeo, donde es casi general el desconocimiento de la importancia de la dirección de proyecto, mientras que ocurre lo contrario en los países anglosajones, germánicos y escandinavos. El ejemplo de empresas líderes en el sector (promotores con mayor cultura de proyecto admiten pagar hasta cerca del 10% de la inversión contratando a consultores de reconocido prestigio) induce un cierto mimetismo en el resto, pero es esencial que estos cambios sean bien recibidos y apoyados desde la alta dirección de la

empresa. Lógicamente, la aplicabilidad debería crecer con el tamaño del proyecto y con la dimensión y madurez de los promotores.

En lo que concierne al tipo de proceso a utilizar como referencia básica y complemento de la metodología que se propone, se consideran como los más completos y consistentes los conocidos como “Project Risk Analysis and Management Guide, PRAM” [Simon *et al.*, 1997; Chapman and Ward, 1997; British Association for Project Management, 2004], “Risk Analysis and Management for Projects, RAMP” [Institution of Civil Engineers *et al.*, 1998], “Project Uncertainty Management, PUMA: An Integrated Methodology for Project Risk Management” [de la Cruz, 1998; del Caño and de la Cruz, 2002b] y “Project Management Book of Knowledge, PMBoK” [Project Management Institute, 2000 y 2004], cuyos aspectos principales se han comentado en la introducción del capítulo 7. Sin descartar los otros modelos, en los que se encuentran conceptos igualmente interesantes y aprovechables, se considera como mejor modelo base el del PMBoK, por ser el más extendido actualmente. Una mayor integración de la sistemática propuesta en el PMBoK en la metodología que aquí se propone, hasta alcanzar una metodología completa y detallada de la gestión del riesgo en los proyectos de aprovechamientos eólicos en España, desborda el alcance y objetivos de esta Tesis y constituye uno de los posibles desarrollos futuros a partir de la misma.

En cualquier caso, la cuestión nuclear no se encuentra en la decisión sobre el tipo de proceso a emplear, sino en desarrollar una función rigurosa de gestión del riesgo en la dirección de cualquier tipo de proyecto, adaptándola convenientemente tanto a las propias necesidades del proyecto como a las de la organización que los promueve y desarrolla. Admite poca discusión la realidad de que muchos de los errores y fracasos sobrevenidos a los proyectos hubiesen sido fácilmente evitados con una mayor atención a la gestión de riesgos de los mismos.

10.2. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DE LA TESIS Y APORTACIONES DE LA MISMA.

Los objetivos que aprobó en su reunión del 28 de febrero del año 2003 la Comisión de Doctorado de la Universidad de La Coruña para la presente Tesis Doctoral, con referencia a las partes de esta Tesis que justifican su cumplimiento, son:

1. Tras realizar un breve documento que sintetice el desarrollo de una instalación para el aprovechamiento de los recursos eólicos, como base para el trabajo posterior, analizar los procesos metodológicos y técnicas cualitativas y cuantitativas existentes para la gestión de riesgos en la dirección de proyectos y, a la vista de las características específicas de este tipo de proyectos (complejidad, tamaño absoluto en euros, tamaño relativo con respecto a la capitalización de la empresa propietaria, etc.) y de la madurez en dirección de proyectos y en gestión de riesgos que suelen tener las empresas involucradas en estos proyectos, concebir una metodología de gestión de riesgos en la dirección de este tipo de proyectos.
 - Estas tareas se han desarrollado en los capítulos 2, 3, 4 y 7, con los oportunos complementos de los Anexos 1, 2, 3 y 4.

2. En función de los conocimientos y experiencia del doctorando, de las búsquedas bibliográficas posteriores a realizar y de entrevistas con otros expertos del sector, elaborar un listado de los riesgos (amenazas y oportunidades) esenciales en este tipo de proyectos.
 - Esta tarea se ha desarrollado en el capítulo 5, con su correspondiente complemento recogido en el Anexo 5.

3. Validar la metodología y el listado de riesgos por medio de un análisis tipo Delphi sometido a diferentes profesionales que desarrollan su actividad en el sector eólico, tanto en empresas privadas como en las administraciones públicas.
 - Esta tarea se ha desarrollado en el capítulo 8, con sus necesarios complementos recogidos en los Anexos 6, 7, 8, 9 y 10.

4. Realizar una primera aproximación a:
 - a. Las principales estrategias y acciones de respuesta a los riesgos incluidos en el listado que se acaba de referir.
 - b. La posible aplicabilidad de la metodología concebida a proyectos de aprovechamiento de recursos naturales diferentes de los eólicos.
 - Estas tareas se ha desarrollado en el capítulo 6, para las respuestas, y en el capítulo 9, para la aplicabilidad, con sus necesarios complementos recogidos en los Anexos 5, 6, 7, 8, 9 y 10.

En opinión del doctorando, estos objetivos suponen aportaciones originales, cuyos potenciales beneficios, además de los obvios que se derivan de un mejor conocimiento de la dirección de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos y de la gestión de riesgos en dichos proyectos, son la generación de un conjunto de propuestas para mejorar la eficacia en estos proyectos que, incluso, pueden encontrar aplicación en otros proyectos de aprovechamiento de recursos naturales.

Por otra parte, y hasta donde se puede saber después de las búsquedas bibliográficas que se han llevado a cabo, el tema tratado cuenta con mínimas referencias genéricas o de aplicación en otros países y, con la excepción de las efectuadas por los directores de la Tesis, no se han encontrado publicaciones relacionadas con el tema en España.

La Tesis inicialmente formulada en este trabajo y que había de demostrarse o refutarse establecía:

- Que en el desarrollo de cualquier proyecto, y de manera más acusada en el de los proyectos de aprovechamiento de recursos naturales y, en particular, en el de aprovechamiento de los recursos eólicos:
- Aumenta la complejidad de las tareas a llevar a cabo con el incremento de los agentes implicados en el mismo y, por consiguiente, se complica la tarea de coordinación en el desarrollo del proyecto.
 - Aumenta el riesgo y los perjuicios subsiguientes a los fallos de coordinación, que indefectiblemente comprometen los objetivos de coste y plazo inicialmente previstos, pudiendo incluso comprometer la viabilidad del proyecto.

- Los promotores adolecen de una notable falta de cultura empresarial en dirección de proyectos y gestión de riesgos, con la excepción de los riesgos ambientales y de seguridad y salud.
- Las administraciones públicas carecen del conocimiento suficiente de los parámetros de este tipo de proyectos para poder intervenir y actuar con eficacia en su desarrollo, con la ya citada excepción de los riesgos ambientales y de seguridad y salud.

→ Que la aplicación desde la dirección del proyecto de una serie de métodos y técnicas específicas para la consecución de los objetivos del proyecto:

- Puede ser una eficaz herramienta en la gestión de los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos.
- Puede proporcionar a las administraciones públicas una serie de pautas de gran utilidad para el mejor enjuiciamiento de este tipo de proyectos.

Con el trabajo realizado el doctorando mantiene la Tesis formulada y considera que ha sido demostrada en los diferentes términos establecidos.

10.3. FUTUROS DESARROLLOS.

En lo que atañe al desarrollo de futuros trabajos que utilicen como punto de partida la presente Tesis, se considera que pudiesen promover suficiente interés los que siguen:

→ Aplicación de la sistemática aquí desarrollada para los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos a otros países del mismo contexto socioeconómico, con referencia explícita y diferenciada a los que configuran la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE):

- Otros países de la Unión Europea: Alemania, Austria, Bélgica, Chequia, Chipre, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido y Suecia.
- Asociación Europea de Libre Comercio (EFTA): Islandia, Noruega y Suiza.
- Asociación Norteamericana de Libre Comercio (NAFTA): Canadá, EE.UU. y México.
- OCDE Pacífico: Australia, Japón y Nueva Zelanda.

→ Aplicación de la sistemática aquí desarrollada para los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos a otros países de diferentes contextos socioeconómicos:

- Turquía.
- Europa Oriental.
- Rusia.

- Otros países de la Confederación de Estados Independientes (CEI): Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Kazajstán, Kirguizstán, Moldova, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.
 - La India.
 - La China.
 - Resto de Asia y Oceanía.
 - Norte de África: Marruecos, Argelia, Túnez, Libia, Egipto.
 - Resto de África.
 - América Central.
 - América del Sur.
- Estudio de una mayor integración de la sistemática propuesta en el PMBoK en la metodología que aquí se propone, hasta alcanzar una metodología completa y detallada de la gestión del riesgo en los proyectos de aprovechamientos eólicos:
- En España.
 - En el ámbito de la OCDE.
 - En otros países.
- Estudio de la aplicabilidad de la metodología propuesta en esta Tesis a otros proyectos de aprovechamiento, tanto energético como no energético, de recursos naturales:
- Energéticos (hidráulicos, termosolares, fotovoltaicos, etc.).
 - No energéticos (minería, silvicultura, pesca, acuicultura, etc.).

Anexo 1

Meteorología del viento

A.1.1. CIRCULACIÓN GENERAL ATMOSFÉRICA.

El movimiento de las masas de aire, el viento, tiene su origen en el desarrollo de gradientes de presión en la atmósfera. La distribución no uniforme de la energía solar que es absorbida por la atmósfera, con la consiguiente formación de zonas con diferentes temperaturas, es la causa primaria del movimiento de las masas de aire, el origen de los vientos.

Dicho de otra forma, el viento es el flujo de convección que trata de ajustar continuamente los desequilibrios termodinámicos resultantes de la acción del sol sobre la superficie terrestre.

De una manera convencional, la envoltura gaseosa del planeta Tierra, la atmósfera, se divide verticalmente en una serie de capas horizontales, en relación básicamente a las diferencias de temperatura que en ella se encuentran.

El fenómeno que ahora interesa analizar, el viento en superficie, ocurre en las capas más bajas de la atmósfera, en la zona designada como troposfera, cuyo espesor varía entre los 8 km de los Polos y los 16 km del Ecuador.

De una manera más concreta y desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía eólica, únicamente interesan los vientos que se producen en las capas más bajas de la troposfera, a unos pocos centenares de metros por encima de la superficie terrestre.

En último término, el viento es consecuencia de la radiación solar que recibe la Tierra: la atmósfera funciona así como una gigantesca máquina térmica en la que las diferencias de temperatura existentes entre los Polos y el Ecuador proporcionan la energía necesaria para la circulación atmosférica [Zubiaur, 1993].

En definitiva, el movimiento del aire, el viento, tiene su origen en el desarrollo de gradientes horizontales de presión dentro de la atmósfera. Los movimientos verticales en el seno de la atmósfera están limitados por el equilibrio hidrostático existente entre los gradientes verticales de presión y las fuerzas gravitatorias, por lo que en general, los vientos verticales cuentan con velocidades varios órdenes de magnitud inferiores a los horizontales.

A escala global, los efectos térmicos citados se combinan con los efectos dinámicos derivados de la rotación terrestre (aceleración de Coriolis), dando lugar al siguiente **esquema simplificado de la circulación general atmosférica** [Medina, 1993].

Sobre el Ecuador, el aire recalentado por el contacto con la superficie caliente de la Tierra, se eleva, dirigiéndose hacia los Polos por los niveles altos de la atmósfera, encurvando su trayectoria hacia estribor, en el hemisferio Norte y hacia babor, en el hemisferio Sur, por acción de las fuerzas de Coriolis, a la vez que va enfriándose y descendiendo según avanza.

Una vez enfriado el aire y ya a nivel del suelo, retorna hacia el Ecuador, igualmente sometido a la aceleración de Coriolis y a un calentamiento y consecuente ascenso progresivos, cerrándose así el ciclo. En toda esta zona comprendida entre el

Ecuador y aproximadamente los 30° de latitudes Norte y Sur, soplan unos vientos muy constantes de componente Este, los llamados vientos alisios (*trade winds*).

En la zona próxima al Ecuador, donde la baja atmósfera se calienta y eleva, se crea un área de bajas presiones que succiona viento de ambos hemisferios (zona de convergencia intertropical). En esta zona de bajas presiones, próxima al Ecuador, si bien ligeramente desplazada hacia el hemisferio Norte, los vientos son ligeros y de componente Este.

Sobre los Polos ocurre el fenómeno contrario. El aire frío y denso se dirige a ras de suelo hacia el Ecuador, cayendo a estribor en el hemisferio boreal y a babor en el hemisferio austral, por la misma acción desviadora de Coriolis, dando lugar a vientos de componente Nordeste o Sureste, respectivamente. En su alejamiento de los Polos, el aire se va calentando y ascendiendo, regresando a su origen por los niveles altos de la atmósfera.

En las regiones comprendidas entre la zona de descenso del aire subtropical y ascenso del aire polar, los vientos son de componente Suroeste en el hemisferio septentrional y de componente Noroeste en el hemisferio meridional. Son las regiones templadas, en las que dominan los vientos de poniente (*westerlies*), mucho menos constantes que los alisios, tanto en dirección como en intensidad.

Finalmente, en las latitudes próximas a los 30°, donde se originan las altas presiones tropicales, los vientos son muy débiles (*horse latitudes*) y de ellas divergen tanto los alisios como los ponientes de las latitudes medias.

En resumen, el esquema general de circulación atmosférica, referido a las capas bajas de la troposfera y con el objetivo de su eventual aprovechamiento energético, puede estructurarse en diferentes zonas de actuación conforme al siguiente esquema (fig. A.1.1):

- **zona ecuatorial:** zona de calmas y bajas presiones ecuatoriales, áreas con vientos de componente Este, muy flojos, prácticamente nulos; es la zona de convergencia de los alisios de ambos hemisferios (zona de ascendencia) o zona de convergencia intertropical, designada a veces como *frente intertropical*.
- **zonas tropicales:** áreas con vientos muy constantes de componente Este, alisios y contralisios; pueden destacarse las subzonas de altas presiones subtropicales, áreas con vientos alisios casi constantes (regiones del Sáhara, Libia, Gobi, México y Australia).
- **zonas anticiclónicas:** son las franjas de separación entre el aire subtropical y el tropical (zonas de descendencia).
- **zonas templadas:** áreas con vientos de Poniente, poco regulares y de direcciones variables, producto del desplazamiento de los anticiclones.
- **zonas ciclónicas:** son las franjas que separan el aire tropical del aire polar (zonas de ascendencia), cuyo límite recibe el nombre de *frente polar*.
- **zonas polares:** son áreas anticiclónicas, de altas presiones en superficie, con vientos de componente Nordeste (hemisferio Norte) y Sudoeste (hemisferio Sur).
- **zonas de descendencia polar:** áreas anticiclónicas situadas sobre los polos, en las que el aire acumulado en las capas altas sale expulsado al nivel del suelo.

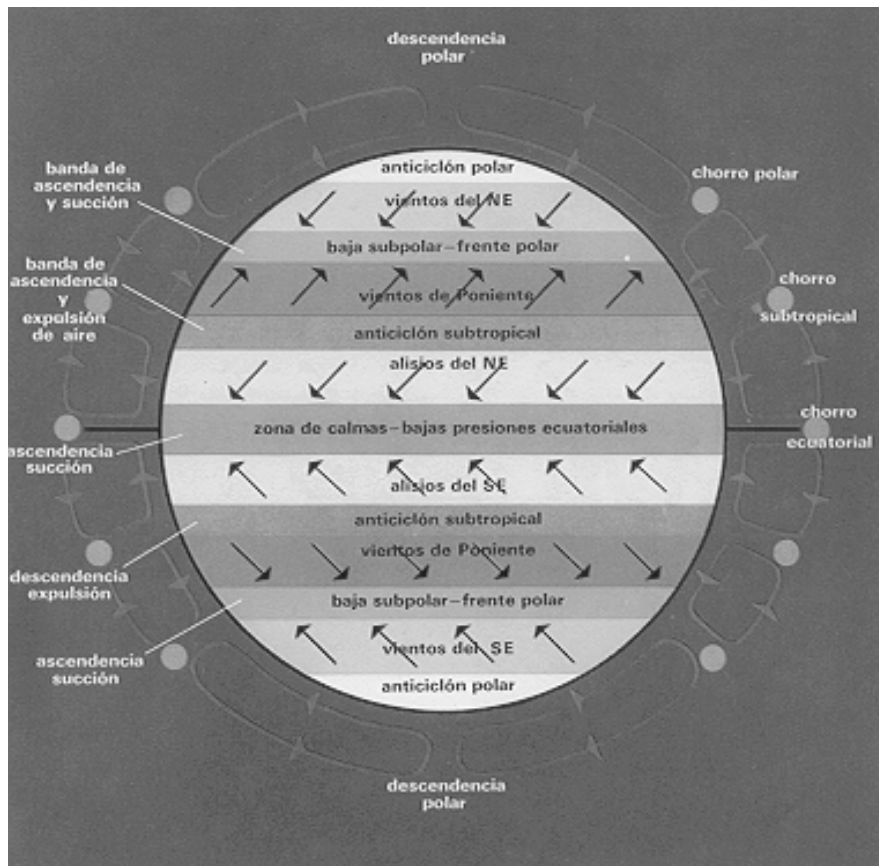


Fig. A.1.1: Esquema clásico de la circulación general de los vientos, con indicación de sus direcciones en superficie [Sureda y San Gil, 1975]

A los efectos de aprovechamiento eólico, este esquema puede simplificarse aún más y dejarlo reducido de la siguiente manera (fig. A.1.2):

- **región de las calmas ecuatoriales:** próxima al Ecuador aunque ligeramente desplazada hacia el hemisferio norte. Es una zona de tormentas y bajas presiones, con vientos ligeros de levante o poniente.
- **región de los alisios (*trade winds*):** entre el Ecuador y los aproximadamente 30° de latitud (tanto boreal como austral). Es una zona con vientos de levante muy constantes, que convergen hacia el ecuador.
- **región de las calmas subtropicales (*horse latitudes*):** en torno a los ya mencionados 30° de latitud (tanto norte como sur), con desplazamiento de unos 10° hacia el norte durante el verano y hacia el ecuador durante el invierno, en el hemisferio septentrional (y al contrario en el hemisferio meridional). Es una zona de altas presiones, con vientos muy débiles, de la que divergen tanto los alisios como los ponientes de las latitudes medias.
- **región de los vientos de poniente (*westerlies*):** en las latitudes entre los ya citados 30° y los 60°, aproximadamente, dominan los vientos del oeste, menos constantes que los alisios, tanto en dirección como en intensidad, afectados además en su trayectoria por los núcleos de alta y baja presión que se desplazan habitualmente hacia el este. En el hemisferio norte se ven también afectados por las irregularidades de los continentes, mientras que son más fuertes y de direcciones más constantes en el hemisferio sur.

- **región polar:** entre los polos y los aproximadamente 60° de latitud (tanto boreal como austral). Es una zona con vientos muy variables en intensidad, de componente noreste en el hemisferio norte y sudeste en el hemisferio sur, con tempestades de nieve en las proximidades de los polos.

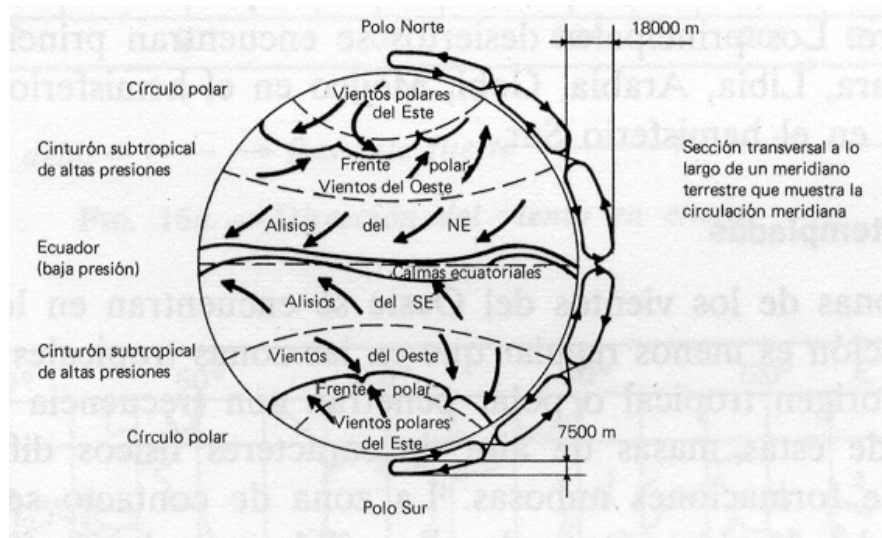


Fig. A.1.2: Esquema de la circulación atmosférica [Le Gourières, 1983]

A.1.2. LOS EFECTOS LOCALES SOBRE EL VIENTO.

El resumen de la circulación general atmosférica someramente descrito en el punto precedente, resulta básicamente representativo de los vientos dominantes en los océanos, siendo mucho menos esquemático en las áreas continentales, especialmente entre África y Asia.

En efecto, aparte de los fenómenos de circulación general, las condiciones geográficas locales son muchas veces origen de tendencias que se superponen a los mapas de velocidad de viento, tanto a gran como a pequeña escala.

Las condiciones locales dan lugar a calentamientos y enfriamientos de la atmósfera, que provocan a su vez pequeñas diferencias de presión y generan vientos locales -o regionales- que se manifiestan tanto más claramente cuanto más débiles son los vientos de circulación general. En algunas regiones, los vientos locales alcanzan tal magnitud que llegan a encubrir al viento general.

Si bien la mayoría de las veces no resultan significativos para su aprovechamiento energético, algunos efectos locales pueden tener cierta importancia desde dicho punto de vista.

A este propósito, cabe diferenciar los fenómenos locales de origen exclusivamente térmico, de aquellos otros producidos por factores orográficos, así como el efecto resultante de la combinación de ambos y el causado por la superposición de éste último con el viento general.

De entre los efectos locales puramente térmicos, importa citar las brisas y los vientos de ladera.

Las brisas entre mar y tierra (y de manera similar, entre llano y montaña o entre ciudad y campo) tienen su origen en la diferente velocidad de calentamiento entre

ambas zonas, con las consiguientes diferencias de densidad en el aire situado sobre ellas y la aparición de gradientes horizontales y verticales.

Efectivamente, en las regiones costeras y durante las horas de soleamiento, la tierra se calienta más rápidamente que el mar, dando lugar a vientos locales que soplan del mar a tierra en superficie (*virazón* o brisa marina) y de tierra al mar en altura (fig. A.1.3).

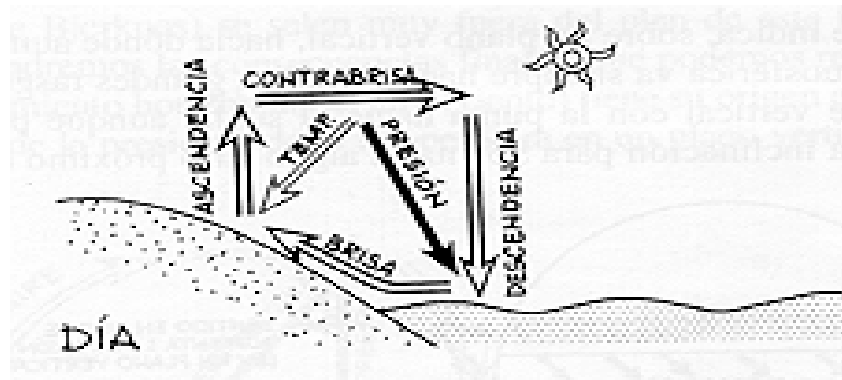


Fig. A.1.3: Virazón, o brisa marina [Medina, 1999]

Al final de la tarde de un día de calma en el sistema de circulación atmosférica general, la brisa marina alcanza sus valores máximos y puede llegar a velocidades de entre 5 y 7 m/s [Gipe, 1993], aunque se han observado ráfagas de hasta 15 m/s [Medina, 1999].

Durante la noche, el mar, calentado en las horas de sol, se enfría más lentamente que la tierra, invirtiéndose el sentido de circulación mencionado, dando lugar a vientos locales de tierra a mar en superficie (*terral* o brisa terrestre) y de mar a tierra en altura (fig. A.1.4).

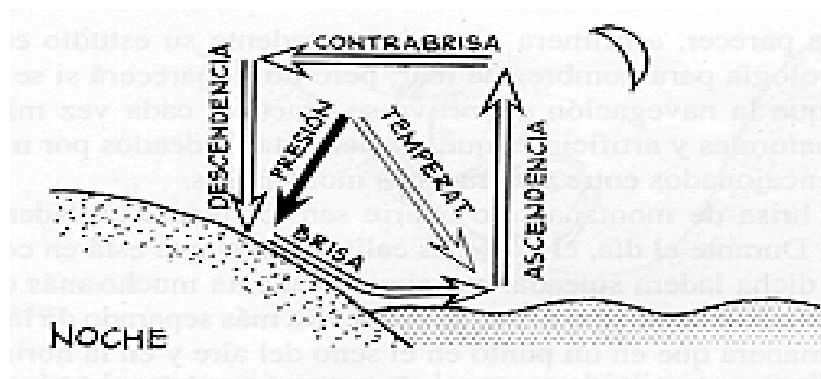


Fig. A.1.4: Terral, o brisa terrestre [Medina, 1999]

La influencia de estas brisas mar-tierra y viceversa, decae rápidamente al alejarse de la costa y resulta insignificante a partir de unos 3 km de la orilla [Gipe, 1993].

Los vientos de ladera y valle, son aquellos que se forman en ciertas zonas de los valles de áreas montañosas, conforme al proceso que se describe en los párrafos siguientes.

Tras la salida del sol y el consiguiente calentamiento de las laderas del valle, se originan flujos de aire ascendente, conocidos como *vientos anabáticos*. Hacia el mediodía, estas corrientes ascendentes alcanzan la entidad suficiente para dar lugar al fuerte ascenso del aire caliente valle arriba.

Estas corrientes van incrementándose con el discurrir del día, de tal manera que al final de la tarde han desaparecido los vientos de ladera y permanece tan sólo el viento que circula valle arriba (fig. A.1.5).

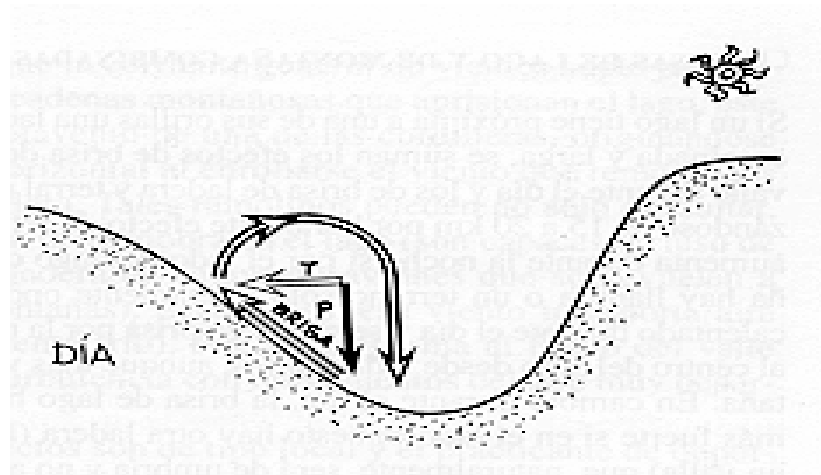


Fig. A.1.5: Brisa diurna del valle [Medina, 1999]

Tras la puesta del sol, la tierra se enfría rápidamente y el régimen de circulación se invierte, generándose vientos de ladera descendentes o *vientos catabáticos*, crecientes y que acaban por dar lugar a un flujo descendente de aire frío a lo largo del valle, desde las montañas a los llanos (fig. A.1.6).

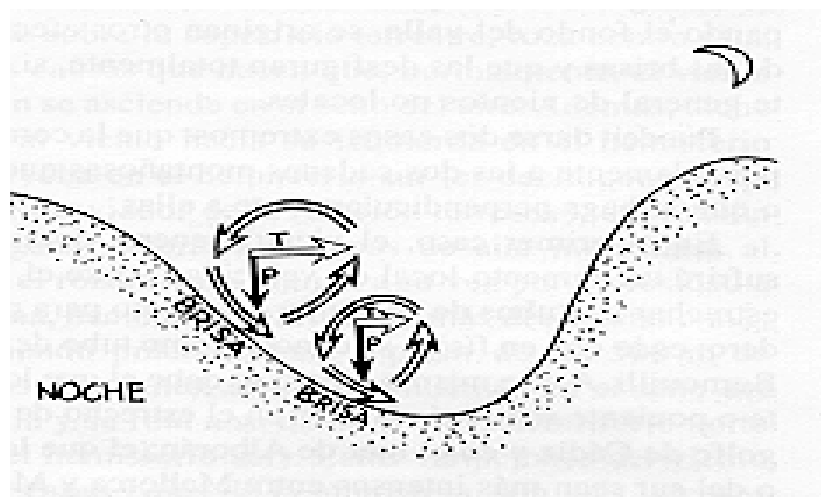


Fig. A.1.6: Brisa nocturna de montaña [Medina, 1999]

Las brisas nocturnas de montaña suelen ser más fuertes que las diurnas de valle, pudiendo alcanzar en algunos lugares los 11 m/s [Gipe, 1993].

Lógicamente, el desarrollo e importancia de estos vientos de valle depende tanto de la forma del mismo y de las montañas adyacentes, como de su orientación y grado de insolación.

De una manera general, puede decirse que estos vientos locales de carácter térmico y en menor medida, orográfico, no son suficientes para generar vientos con el contenido energético necesario para la instalación de parques eólicos o grandes aerogeneradores, aunque sí pueden ser interesantes para pequeños sistemas que dependan más de una regularidad en la existencia del recurso [Battelle, 1980].

En algunos casos en los que la configuración del territorio favorecen la circulación entre focos fríos (el mar) y calientes (desiertos interiores), con importantes diferencias de temperatura entre la costa y el interior, los flujos de convección se refuerzan grandemente en los pasos entre cadenas montañosas, dando lugar a velocidades medias anuales de viento superiores a 9 m/s.

Claros ejemplos de este fenómeno han sido aprovechados en diversos emplazamientos de los Estados Unidos de América del Norte, tales como la garganta del río Columbia, al este de Portland (Oregón), el paso de Altamont, al este de San Francisco y el paso de San Gorgonio, cerca de Palm Springs (ambos, en California), así como en el paso de Tehachapi (Bakersfield, California), donde los vientos llegan a alcanzar velocidades superiores a 45 m/s (160 km/h) al combinarse estos efectos con el paso de frentes fríos [Gipe, 1993].

Durante el verano, un fenómeno similar afecta a la Península Ibérica, que actúa en este caso como un pequeño continente. El fuerte calentamiento de la tierra da lugar a la formación de una baja presión relativa (la llamada *baja térmica ibérica*) que atrae viento de la periferia hacia la Meseta, aunque en este caso, su bajo contenido energético limita su aprovechamiento [Zubiaur, 1993].

También en relación con los fenómenos térmicos, conviene aquí apuntar el interés que para su aprovechamiento eólico presentan las elevaciones más prominentes, ya que a menudo atraviesan las capas de inversión de temperatura que en ciertos lugares y épocas cubren valles y llanuras causando la estratificación atmosférica en las proximidades de la superficie.

En efecto, mientras que sobre la capa de inversión térmica prevalece el flujo normal del aire, bajo ella sufre un estancamiento, quedando totalmente desgajado del sistema general de circulación atmosférica en la región.

La misma capa de inversión de temperatura -esencialmente un gigantesco lago de aire estancado- puede favorecer y acelerar la circulación del viento, ya que éste se desplaza sobre ella sin los obstáculos y pérdidas por rozamiento que dificultan su discurrir en las proximidades del suelo.

Por ello, las cumbres de las cordilleras no sólo disfrutan de vientos más frecuentes, sino que éstos también acostumbran a ser más fuertes.

Además de los vientos de origen térmico, la propia geografía y orografía continentales, es decir, en definitiva, la topografía, da lugar a perturbaciones de la circulación general atmosférica.

Incluso rasgos topográficos de mediana o pequeña entidad (colinas, cantiles, vaguadas y pequeños valles), originan perturbaciones que pueden favorecer la existencia de áreas singulares en las que la velocidad del viento se ve incrementada, modificando favorablemente su aptitud para el aprovechamiento eólico.

Conviene aquí recordar que de manera general, el aire -al igual que cualquier otro fluido- tiende a bordear más que a superar los obstáculos, puesto que las

modificaciones energéticas que requiere la aceleración del flujo alrededor de aquél, son inferiores a las que se precisarían para comprimir el aire a la vez que se incrementa su energía potencial para la superación de tal obstáculo.

Las canalizaciones (*funneling*) a que da lugar este principio, propician vientos fuertes y muy interesantes de cara a un posible aprovechamiento energético. A este respecto, cabe recordar la importancia de los recursos eólicos en el estrecho de Gibraltar o el valle del Ebro.

A lo largo del planeta y producto de una u otra causa, o combinación de ellas, se encuentran numerosos vientos regionales -e incluso, locales- que pueden resultar de gran interés para la instalación de aprovechamientos eólicos.

Sin ánimo de exhaustividad, se pueden recordar, además de los *alisios*, que soplan regularmente a ambos lados del Ecuador terrestre y los *monzones*, en el sudeste de Asia, conocidos universalmente por la regularidad de su régimen, los siguientes vientos, que soplan intermitentemente aunque con frecuencia e intensidad elevadas en algunas estaciones del año y disfrutan por ello de nombre propio [Le Gourières, 1983; Roth, 1979; Sureda y San Gil, 1975]:

- el *chinook*, en Canadá y Estados Unidos, en la vertiente oriental de las Rocosas
- el *northers*, en la costa pacífica de Estados Unidos y Canadá
- el *Santa Ana*, al sur de California
- el *foehn*, en los Alpes
- el *siroco* y el *simún*, en el norte de África
- el *chamsin*, en Egipto
- el *meltemmi*, en el Mar Egeo, costas orientales de Grecia
- el *harmattan*, en la costa occidental de África Central, Guinea
- el *mistral*, al sur de Francia, en el valle del Ródano
- la *tramontana*, en la vertiente meridional de los Pirineos
- el *buras* y el *purgas*, en Siberia
- el *suroît*, en la costa atlántica de Bretaña
- el *libeccio*, en la costa occidental de Córcega
- el *bise*, en Francia, especialmente en la Saboya y los Alpes Altos
- el *llevant* y la *tramuntana*, en Cataluña, en el nordeste español
- el *cierzo* o *mestral* y el *bochorno*, en el valle del Ebro, España
- el *algarche* o *céfiro*, en León y Extremadura, España
- el *gallego* y el *gregal*, en la Cornisa Cantábrica, en el norte español
- el *ábrego*, en el norte de Andalucía y sur de Madrid, España
- el *levante* y el *poniente*, en el estrecho de Gibraltar, España
- el *lebeche*, en el litoral del Mediterráneo español
- el *regañón*, en el nordeste de Galicia, España
- el *pampero* y el *zonda*, en Argentina
- el *shergui*, en Marruecos

- el *bora*, en Yugoslavia
- el *kosava*, en Serbia
- el *crivetz*, en Rumania

Como fin de este apartado y de una manera muy general, puede decirse que los vientos son más fuertes sobre los océanos que sobre los continentes, puesto que el relieve y la vegetación retienen el movimiento del aire. Aunque los recursos eólicos terrestres se encuentran ampliamente distribuidos, prevalecen claramente a lo largo de las costas y en las elevaciones continentales interiores [Le Gourières, 1983].

A.1.3. EL RÉGIMEN DE VIENTOS: VARIACIONES CÍCLICAS. TURBULENCIA. RAFAGOSIDAD.

El viento es un recurso intermitente y tanto su velocidad como su dirección tienen un amplio rango de variación. Dada la importante fluctuación en el régimen de velocidades, se promedian los valores para diferentes periodos de tiempo, siendo muy corriente utilizar como referencia la velocidad media anual.

El valor de la velocidad media anual del viento varía sensiblemente de un año a otro, pudiendo llegar hasta un 25% en su rango de oscilación. En este sentido, los meteorólogos acostumbran a decir que necesitan al menos diez años de datos para sentirse cómodos en lo que respecta a la evaluación del rango de los ciclos anuales.

Por otra parte, los promedios de velocidad de viento varían también con los meses y las estaciones. De una manera general, puede decirse que el viento acostumbra a decaer en los meses de verano y otoño, alcanzando sus valores máximos durante el invierno y la primavera.

En efecto, desde un punto de vista sinóptico (actividad sinóptica o paso de sistemas de altas y bajas presiones), el desplazamiento de las zonas de altas y bajas presiones (respectivamente, anticiclones y ciclones) en la superficie terrestre, da lugar a variaciones consecuentes en las diferentes características eólicas regionales a lo largo del año.

Puesto que esta evolución de las áreas ciclónicas y anticiclónicas está directamente relacionada con la posición del sol con respecto al ecuador, la variación anual del viento que se observa resulta lógicamente más o menos cíclica, tanto en dirección como en velocidad.

Además, y por los fenómenos térmicos referidos en el apartado anterior, los vientos están sometidos a oscilaciones diarias debidas a efectos convectivos, vinculados en consecuencia a las características de la radiación solar.

Tanto a nivel macro como meso y microescalar, el flujo calorífico procedente del sol da lugar a diferentes grados de calentamiento, función tanto de la radiación incidente como del calor específico de la superficie considerada.

Consecuencia de ello son los flujos de convección, en algunos aspectos comentados en el apartado precedente. Los efectos de los vientos de convección son lógicamente más notables durante el verano, cuando los vientos dominantes acostumbran a ser más débiles y el calentamiento solar más fuerte.

De manera similar, la circulación convectiva también origina significativas diferencias entre la velocidad del viento diurno y el nocturno, lógicamente menos marcadas en el período invernal, en el que los vientos están dominados por la circulación general atmosférica.

Cabe señalar que en general, la presencia de los vientos dominantes modifica sensiblemente la fuerza y dirección de las brisas o vientos de origen térmico. En este caso, el viento real será el resultado de la composición del viento dominante con las corrientes de convección locales o regionales.

Ya que las brisas dependen de los fenómenos térmicos y éstos están relacionados con los ciclos solares, resulta inmediato deducir que además de las variaciones estacionales ya mencionadas anteriormente, también se producen variaciones diarias más o menos cíclicas en la dirección e intensidad del viento.

En definitiva, los fenómenos atmosféricos y los movimientos a ellos asociados, varían en un amplio rango de escala, tanto temporal (de segundos a meses) como espacial (de centímetros a miles de kilómetros).

En el análisis de las series temporales de los datos eólicos en las zonas próximas al suelo, se observa la existencia de determinados ciclos o fluctuaciones de la velocidad del viento en diversos rangos de frecuencias.

Estos ciclos se encuentran asociados a las diferentes escalas del movimiento atmosférico, aunque no están única y directamente provocados por la radiación solar, sino también por las aportaciones de energía procedentes de los diferentes intercambios (dinámicos, térmicos y radiativos) que tienen lugar simultáneamente en la atmósfera.

Con objeto de separar las fluctuaciones en la velocidad del viento de corto periodo, debidas fundamentalmente al intercambio atmosférico, de los cambios o ciclos de largo periodo, asociados con fenómenos meteorológicos a macroescala, es fundamental tener muy en cuenta el periodo de tiempo al que se refieren los análisis y los datos de las características eólicas en un determinado lugar.

A este respecto, resulta interesante y particularmente ilustrativo analizar la variabilidad de las series temporales de viento, así como la variación espectral de la energía cinética del viento (fig. A.1.7), que representa la distribución a largo plazo de los ciclos energéticos asociados al viento [Martín Morillas, 1993].

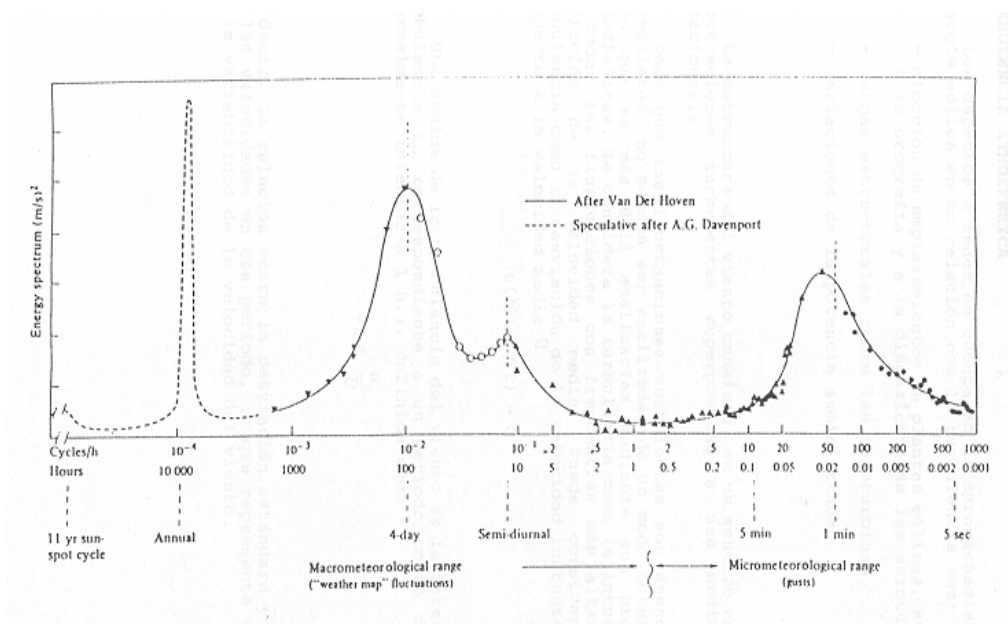


Fig. A.1.7: Espectro de la velocidad del viento [Martín Morillas, 1993]

En este diagrama espectral, la zona de muy bajas frecuencias del espectro (ciclos largos), representa la energía asociada a ciclos hiperanuales (ciclo de las manchas solares, de once años) y anuales, motivados por el movimiento de la tierra en su órbita alrededor de sol, según la propuesta especulativa de Davenport que completa los trabajos de Van der Hoeven [Van der Hoeven, 1957 y Davenport, 1968].

La zona de bajas frecuencias (entre 0,001 y 1,5 ciclos/h, aproximadamente) correspondiente a periodos de entre unos 45 min y algo más de 40 días, constituye el rango meteorológico de macro y mesoescala, en el que las variaciones se deben a los movimientos sinópticos a gran escala de las masas de aire, que se manifiestan habitualmente como el paso de frentes -ciclónicos y anticiclónicos-, con periodos medios de duración en torno a tres o cuatro días.

En la zona de alta frecuencia del espectro (entre 1,5 y 1.000 ciclos/h), que constituye el rango meteorológico de microescala, entre unos 2 s y algo más de media hora, las variaciones son debidas a la turbulencia, consecuencia del intercambio mecánico en las capas bajas de la atmósfera provocado por las características superficiales del terreno. En esta zona, los ciclos de energía están centrados en torno al intervalo de un minuto.

Considerado en su conjunto, el espectro de la energía cinética del viento presenta cuatro máximos significativos, un primer valor anual (8.760 h), seguido de los correspondientes a cuatro días (100 h) y medio día (12 h), para finalizar con un valor ligeramente superior a un minuto (0,02 h).

Una notable particularidad que se deriva del análisis de la distribución espectral de la energía del viento, es la práctica ausencia de energía asociada a ciclos comprendidos en el intervalo de 10 minutos a 2 horas, aproximadamente.

De este hecho se deduce una importante consecuencia práctica para la evaluación de recursos eólicos, consistente en que puede considerarse un tiempo de promedio en este intervalo sin que ello suponga perder información característica de los ciclos típicos de energía, lo que permite separar las variaciones sinópticas de las debidas a la turbulencia.

Efectivamente, los registros anemométricos muestran que la velocidad instantánea del viento varía continuamente en magnitud y dirección, pudiendo llegar a tener considerables variaciones en intervalos temporales muy cortos. Este fenómeno de rápidos cambios en la velocidad y dirección del viento se designa como **turbulencia atmosférica**.

Así, en un sentido amplio, el movimiento del aire puede ser considerado como la superposición de turbulencias a un viento de velocidad uniforme o dicho de otra forma, la estructura del viento consiste en una serie de fluctuaciones turbulentas superpuestas a una media cuasi-estacionaria [Martín Morillas, 1993].

Cabe entonces admitir que el vector velocidad instantánea se compone del correspondiente a una velocidad uniforme más la velocidad tangencial debida a un remolino simple arrastrado por la corriente uniforme [Le Gourières, 1983].

Las múltiples posibilidades resultantes de esta composición vectorial de velocidades son las que dan lugar a las diferentes y variadas oscilaciones que sufren la velocidad y la dirección del viento.

Importa aquí destacar el hecho de que las observaciones efectuadas muestran que la relación entre la velocidad tangencial del remolino y la velocidad media de la corriente principal usualmente está entre 0,3 y 0,4 y lo que es más importante, que las desviaciones en sentido vertical son entre 5 y 10 veces más pequeñas que las

desviaciones horizontales, es decir, que las fluctuaciones más molestas son los cambios de dirección que tienen lugar en el plano horizontal [Le Gourières, 1983].

En relación con la turbulencia, los principales aspectos a tener en cuenta en el aprovechamiento de la energía eólica, son [Martín Morillas, 1993; Zubiaur Ruiz, 1993]:

- elección del emplazamiento atendiendo a la orografía.
- disposición en planta de los aerogeneradores.
- cargas estructurales sobre los aerogeneradores.
- variaciones en la energía producida.

La turbulencia puede surgir de manera natural de la actividad térmica del aire o de la mezcla mecánica que tiene lugar al circular el viento sobre el terreno y sus obstáculos (árboles, edificios). La contribución a la turbulencia de los gradientes térmicos es muy poco significativa con velocidades altas de viento, condiciones en las que predomina la mezcla mecánica, por tanto la más significativa en las aplicaciones energéticas.

Al ser las fluctuaciones turbulentas esencialmente irregulares, no pueden ser analizadas de un modo determinista, sino que deben ser estudiadas a través de sus propiedades estadísticas.

En este sentido, se considera la turbulencia como la incorporación de todas las fluctuaciones con frecuencias superiores a la variación de la velocidad media, es decir, puede definirse la turbulencia como la desviación de la velocidad instantánea con respecto a la velocidad media.

Para la medida de la turbulencia del viento, suele utilizarse la llamada **intensidad de turbulencia**, $I_v(z)$, definida como la relación entre la desviación estándar y la media de las velocidades en el periodo considerado (normalmente, inferior a una hora) y a una determinada altura, z , lo que representa un índice de la variabilidad de la velocidad del viento [Zubiaur Ruiz, 1993]:

$$I_v(z) = \frac{\sigma_v(z)}{\bar{v}(z)}$$

De una manera semiempírica, se dice que la **variabilidad** del viento es baja, media o alta según que la relación entre la desviación típica y la velocidad media en el periodo considerado –es decir, el parámetro conocido como *intensidad de turbulencia*– esté en torno a 0.1, 0.5 o 0.9, respectivamente.

Completando la descripción de las características fundamentales del viento como recurso energético, un aspecto de importancia a tener en cuenta lo constituyen los valores máximos de viento (rachas, picos o puntas), puesto que implican variaciones bruscas de esfuerzos dinámicos estructurales.

Del análisis de los datos de viento, es decir, de las direcciones y velocidades instantáneas a diferentes alturas, se infiere que de una manera general, para una determinada altura, z , el valor de la racha máxima, la velocidad media y la desviación estándar están relacionados con el concurso de un parámetro, $G(t)$, que recibe la designación de **índice de rafagosidad** [Martín Morillas, 1993]:

$$v_{m\acute{a}x}(z) = \bar{v}(z) + G(t) \cdot \sigma_v(z)$$

Este parámetro o índice depende exclusivamente del tipo de anemómetro utilizado y del tiempo de promedio empleado en la medida de velocidades, siendo independiente de la altura y de las características superficiales del terreno; la determinación aproximada de su valor medio en un periodo de tiempo t puede efectuarse con la expresión siguiente [Martín Morillas, 1993]:

$$G(t) = 0,42 \cdot \ln \frac{3.600}{t}$$

En el diseño de los aerogeneradores, igualmente en relación con las variaciones bruscas de los esfuerzos dinámicos estructurales, se emplea también habitualmente el **factor de rafagosidad**, FR, definido para un intervalo de tiempo determinado (normalmente, inferior a una hora) como la relación entre la velocidad máxima instantánea registrada en el periodo en cuestión y la velocidad media en dicho periodo [Martín Morillas, 1993]:

$$FR = \frac{v_{m\acute{a}x}(z)}{\bar{v}(z)}$$

Por simple sustitución en las diferentes ecuaciones de los valores definidos, resulta fácil demostrar que entre la intensidad de turbulencia, $I_v(z)$, y el factor de rafagosidad, FR, existe una relación lineal a través del índice de rafagosidad, $G(t)$, relación que viene expresada mediante la siguiente fórmula:

$$FR = 1 + G(t) \cdot I_v(z)$$

Estos conceptos, como ya se ha dicho, se aplican en los análisis estructurales de los aerogeneradores, pero no se abundará aquí más en ellos por entender que exceden del alcance de este trabajo, remitiendo al lector a la bibliografía especializada [Cook, 1985; Davenport, 1968; Dyrbye and Hansen, 1997; Freris, 1990; Hassan et al., 1990; Højstrup, 1990; Houghton and Carruthers, 1976; Justus, 1978; Sachs, 1972; Simiu and Scanlan, 1996; Theodorsen, 1935].

Anexo 2

Aprovechamiento de recursos eólicos

A.2.1. LA ENERGÍA DEL VIENTO.

Conforme a lo visto en el capítulo precedente, el viento puede considerarse como el resultado de los fenómenos de expansión y convección de las masas de aire, provocados por las diferencias espaciales en la absorción de la energía del sol por la superficie de la tierra.

A escala global, los efectos térmicos se combinan con los efectos dinámicos derivados de la rotación terrestre, dando así lugar a la circulación general atmosférica.

Como complemento de esta situación meteorológica a gran escala, tienen lugar importantes modificaciones de tipo local y temporal, causadas por diversos factores de tipo geográfico y climatológico.

La cantidad de energía contenida o proporcionada por las masas de aire en movimiento en su circulación por las capas bajas de la atmósfera, puede representar, especialmente en determinadas condiciones locales y temporales, un nivel de potencial energético relativamente elevado.

Esta circunstancia justifica los esfuerzos empleados para llevar a cabo su transformación en energía útil y su aprovechamiento en condiciones favorables de eficiencia y rentabilidad, facilitado por el notable grado de desarrollo alcanzado por las tecnologías de conversión eólica.

Considerado como recurso energético y desde el punto de vista de su disponibilidad como fuente de suministro, el viento posee sus características específicas, al ser una fuente con significativas variaciones temporales (tanto a pequeña como a gran escala) y espaciales (tanto en superficie como en altura), además de contar con una componente aleatoria que afecta en gran medida a su variación total.

Por otra parte, tal y como se desarrollará a continuación, la energía eólica disponible es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento, por lo que pequeñas variaciones de ésta tienen una gran repercusión en la cuantía de la energía suministrada.

Estas particularidades hacen que la evaluación y caracterización del viento como fuente de energía tenga una especial importancia de cara al aprovechamiento de la energía eólica, de tal modo que el conocimiento del régimen de vientos al que va a estar sometido el sistema eólico, es absolutamente necesario tanto para la optimización de las aplicaciones energéticas como para la predicción y diseño de las condiciones de operación y funcionamiento.

En síntesis, puede decirse que las características energéticas del viento intervienen de manera directa e importante en las siguientes áreas de trabajo relacionadas con los sistemas e instalaciones de aprovechamiento de los recursos eólicos [Martín Morillas, 1993 y Zubiaur Ruiz, 1993]:

- selección de emplazamientos favorables para la instalación de los sistemas eólicos y optimación de la localización e implantación de los mismos.

- estimación de la producción energética y funcionamiento general del sistema para las condiciones de viento previstas.
- diseño del sistema, determinado por las condiciones medias y extremas representativas del viento local y del propio emplazamiento.
- planificación del funcionamiento del sistema, regulación, estrategia de operación y factores de mantenimiento (ráfagas, turbulencias).

A.2.2. CUANTIFICACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO.

De acuerdo con los principios de la Física, una masa de aire que se desplaza con una cierta velocidad, posee una energía cinética, E_c , que viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

donde

m = masa del aire en movimiento

v = velocidad de desplazamiento

La energía específica por unidad de volumen, e , siendo ρ la densidad del aire, será entonces,

$$e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

Por otra parte, el flujo de aire, Φ , que atraviesa una determinada superficie, siendo A el valor de dicha superficie normal a la dirección del desplazamiento, viene dado por

$$\Phi = v \cdot A$$

En consecuencia, la **potencia eólica disponible** en una sección transversal perpendicular a la corriente de aire, puede expresarse como el flujo de su energía cinética, es decir:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

En relación con esta expresión básica, importa señalar el rango de importancia de las tres variables que en ella figuran, a saber, velocidad del viento, v , área barrida por la máquina eólica, A , y densidad del aire, ρ , así citadas en orden decreciente.

La *velocidad del viento* figura elevada a su tercera potencia, lo que excusa cualquier otro comentario sobre su importancia. La potencia es una función cúbica de

la velocidad del viento, por lo que si se duplica ésta, aquélla se incrementa ocho veces.

La sección útil de viento o *área barrida* o interceptada por el aerogenerador tiene también una influencia significativa sobre la potencia disponible, siendo la relación directamente proporcional. Si se duplica el área interceptada, se duplica la potencia disponible por lo que, si en una máquina de eje horizontal se duplica la longitud de las palas, la potencia extraída se cuadruplica.

Finalmente, los cambios en la *densidad del aire* apenas afectan de modo significativo a la potencia disponible, si se exceptúan entornos polares o desérticos, o emplazamientos en alturas superiores a 1.000 m sobre el nivel del mar. La densidad del aire disminuye con el incremento de temperatura y con la disminución de presión.

El aire es menos denso en verano que en invierno, llegando a variaciones del 15% entre ambas estaciones. Sin embargo, los cambios estacionales de temperatura en el promedio anual tienen tan poca influencia que en las latitudes medias puede despreciarse su influencia sobre la variación de la densidad del aire, y, por consiguiente, de la potencia eólica disponible.

Las variaciones meteorológicas de la presión atmosférica (entre 970 y 1.040 mb), por su modesta influencia en las variaciones de la densidad del aire, pueden igualmente despreciarse en lo que respecta a su influencia sobre la variación de la potencia anualmente disponible en determinado emplazamiento.

Sin embargo, la disminución de la presión con el aumento de la altura del emplazamiento, sí puede tener una influencia significativa, puesto que por ejemplo, para la misma velocidad de viento y sección interceptada, la densidad del aire y, en consecuencia, la potencia eólica disponible al nivel del mar se reduce en un 10% para un lugar situado a 1.000 de altura, un 15% para 1.500 m y un 20% para 2.000 m.

Se define y emplea el término **densidad de potencia disponible** o potencia media disponible por unidad de superficie normal al viento, para caracterizar el valor del recurso eólico en un determinado lugar [Zubiaur Ruiz, 1993]:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$$

En esta fórmula, por ser los datos usualmente disponibles, se utilizan los valores medios de la velocidad cúbica del viento (y nótese que es diferente -mayor- del cubo de la velocidad media) y de la densidad del aire, en su caso. Con ello, cualquier lugar queda prácticamente caracterizado en función únicamente de la velocidad del viento, independientemente del tipo o tamaño de la máquina a utilizar.

Debe destacarse que, en muchas ocasiones, por carecerse de los equipos adecuados para la medida instantánea y subsiguiente registro de los datos de velocidad y dirección del viento en un determinado emplazamiento, no es posible conocer el valor instantáneo de la velocidad del viento en el mismo, aunque sí es habitual disponer de datos de las velocidades medias. Es evidente que cuanto menor sea el periodo al que se refiere la velocidad media, mayor será la precisión alcanzada con el cálculo; por ello son preferibles las velocidades medias diarias a las mensuales, y éstas a las anuales.

La relación entre los valores medios de la velocidad cúbica y el cubo de la velocidad media se conoce como **factor de potencia de un emplazamiento**, aquí designado como *k*, y, una vez ha sido determinado previamente, permite obtener el

valor de la potencia realmente disponible cuando no se conocen los valores instantáneos de la velocidad del viento, multiplicando por este factor la potencia que se ha calculado a partir de valores medios de las velocidades del viento, que son los únicos datos de que habitualmente se dispone:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \overline{v^3} = k \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \overline{v^3}$$

Del hecho verificable de que el aire no desaparece y sigue moviéndose tras actuar sobre el aerogenerador, además de que, por otra parte, debe cumplirse la ecuación de conservación de la masa en el flujo de aire (condición de continuidad), se obtienen una serie de conclusiones importantes y relacionadas entre sí, a saber:

- la producción de energía, extraída del flujo de aire que atraviesa una máquina eólica, tiene lugar a costa de la reducción de su energía cinética.
- la velocidad del viento es necesariamente menor después de su paso a través del aerogenerador, la presión del aire se reduce igualmente y la vena fluida se ensancha y sufre fenómenos de turbulencia.
- la diferencia de presión entre barlovento y sotavento es el origen de la fuerza que actúa sobre la máquina eólica.

En definitiva, es imposible extraer mediante una máquina eólica la totalidad de la potencia disponible en el viento. La cantidad de potencia aprovechable depende de las características de funcionamiento de la máquina y de la potencia eólica disponible.

La **potencia eólica aprovechable** por una máquina eólica de sección útil A , perpendicular a la corriente de un flujo de aire de densidad ρ y velocidad v , puede expresarse como el flujo de la energía cinética del aire no perturbado, afectada por un determinado coeficiente de minoración, C_p , es decir:

$$P_a = C_p \cdot P_d = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

en la que C_p se denomina **coeficiente de potencia** y para cada máquina es función únicamente de la velocidad del viento, $C_p = C_p(v)$, representando así la fracción de potencia extraída de la potencia eólica disponible en el lugar.

El científico alemán Albert Betz (1920), postuló que una parte del viento debe atravesar el área barrida por el rotor (teoría general del rotor) con una reducción de la velocidad del viento y una expansión y aumento de la sección de la vena fluida, por lo que no se puede extraer la totalidad de la energía contenida en el aire que sobre él incide, y estableció que el máximo valor teóricamente obtenible por una máquina eólica no puede superar en ningún caso los 16/27 de la energía cinética de la masa de aire que la atraviesa en la unidad de tiempo [Le Gourières, 1983]:

$$P_a(\text{máx.}) = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

En consecuencia y en relación con la fórmula anteriormente establecida, se obtiene que el máximo valor teórico del coeficiente de potencia de cualquier máquina eólica, llamado **límite de Betz**, es de 16/27 (equivalente al 59,26%), es decir:

$$C_p (\text{máx.}) = \frac{16}{27}$$

En la práctica, la energía realmente aprovechable por las máquinas eólicas está bastante por debajo del límite establecido por Betz. En efecto, los rotores más eficientes convierten la energía eólica con un coeficiente de potencia tan sólo ligeramente superior al 40% [Gipe, 1993].

En cualquier caso, la **potencia útil** es todavía menor, debido a las pérdidas de energía que tienen lugar en las transmisiones, equipos generadores de electricidad y resto de elementos necesarios para la conversión de la energía del viento en una forma utilizable para su aprovechamiento energético (*power conditioning*).

Una transmisión bien diseñada opera con un rendimiento superior al 90%. Sin embargo, el rendimiento de los alternadores varía con la carga de manera significativa; en el punto de diseño, su rendimiento puede estar también por encima del 90%, pero la mayor parte de las veces el generador trabaja con cargas parciales y su eficacia se resiente. El acondicionamiento de la energía en las máquinas interconectadas a la red también aporta pérdidas significativas.

Por otra parte, la totalidad de los aerogeneradores desaprovechan parte del viento disponible, ya que tanto por la inercia como por sus propias limitaciones físicas, no pueden absorber las ráfagas de viento ni seguir instantáneamente los cambios de dirección del mismo. El conjunto del acondicionamiento energético, junto con las pérdidas por orientación y ráfagas, pueden suponer un rendimiento adicional del 90%.

En definitiva, un aerogenerador bien diseñado puede proporcionar un máximo del orden de $0,40 \cdot 0,90 \cdot 0,90 \cdot 0,90 = 0,29$ veces el valor teórico, es decir, cerca del 30% del total de la energía eólica disponible [Gipe, 1993].

En la realidad, la energía extraída del viento oscila entre un 12 y un 30% de la energía eólica disponible, dependiendo del tipo y tamaño del aerogenerador y del régimen de vientos en el emplazamiento.

De un modo muy general, puede decirse que las máquinas eólicas pequeñas (potencias inferiores a 5 kW) convierten entre un 25 y un 30% de la energía disponible en emplazamientos con velocidades medias bajas (inferiores a 5,5 m/s) y menos del 20% en lugares ventosos, mientras que por el contrario, los aerogeneradores de tamaño medio y grande se comportan mucho mejor en ubicaciones ventosas, con índices de eficiencia entre el 22% y el 30% [Gipe, 1993].

En algunas ocasiones, ante la carencia de datos más precisos, la estimación del potencial eólico aprovechable en un determinado emplazamiento, se aproxima mediante la utilización de valores medios, asumiendo un coeficiente de potencia medio, un valor medio de la densidad del aire y el cubo de la velocidad media (que, recuérdese, no coincide la media de las velocidades al cubo) en el periodo considerado:

$$\bar{P}_a = \bar{C}_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \bar{v}^3$$

Todavía, por una mayor simplicidad, asumiendo una distribución regular del viento en el emplazamiento y admitiendo un coeficiente de potencia medio del 40%, dado el desarrollo tecnológico actual de las máquinas eólicas, un valor medio de la densidad del aire de 1,25 kg/m³, cabe hacer una estimación grosera de la energía anual extraíble admitiendo entonces que la potencia media por unidad de superficie equivale a la cuarta parte del cubo de la velocidad media [Martín Morillas, 1993]:

$$\frac{\bar{P}_a}{A} = 0,4 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,25 \cdot \bar{v}^3 = \frac{\bar{v}^3}{4} \quad (\text{W/m}^2)$$

También en esta línea de simplificaciones prácticas, para obtener de una manera bien sencilla una aproximación de la máxima producción eólica anualmente aprovechable por unidad de superficie vertical en un determinado emplazamiento, puede emplearse la siguiente expresión [Commission of the European Communities, 1994]:

$$E = 2,5 \cdot \bar{v}^3 \quad (\text{kWh/m}^2\text{-año})$$

o, dicho de otra forma, la energía anual extraíble por unidad de superficie equivale a dos veces y media el cubo de la velocidad media anual, expresión que se obtiene partiendo de las fórmulas anteriores de la siguiente forma:

$$E = \frac{\bar{P}_a}{A} \cdot t \cdot \frac{1}{1.000} = \bar{C}_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{v}^3 \cdot \frac{8.760}{1.000} = 0,46 \cdot 0,5 \cdot 1,25 \cdot 8,76 \cdot \bar{v}^3 = 2,5 \cdot \bar{v}^3$$

en la que se ha considerado un coeficiente de potencia de 0,46 y un total de 8.760 h anuales, además de una densidad del aire de 1,25 kg/m³, dividiendo por mil para obtener la expresión final en kWh anuales por metro cuadrado de superficie útil.

Un procedimiento mucho más fiable y preciso de evaluación del potencial eólico aprovechable parte de la utilización de la curva característica del coeficiente de potencia de una determinada máquina en función de la velocidad del viento, $C_p(v)$, y de la distribución de probabilidades de velocidad del viento, $P(v)$, en el emplazamiento en cuestión [Martín Morillas, 1993 y Zubiaur Ruiz, 1993]:

$$\bar{P}_a = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \int_0^{\infty} C_p(v) \cdot v^3 \cdot P(v) \cdot dv$$

Se define como **factor de capacidad**, C_f , de un determinado emplazamiento, para una máquina eólica concreta, a la relación entre la potencia media aprovechable por dicha máquina y su potencia nominal durante el periodo considerado:

$$C_f = \frac{\int_0^{\infty} C_p(v) \cdot v^3 \cdot P(v) \cdot dv}{C_p(v_n) \cdot v_n^3}$$

en donde $C_p(v_n)$ representa el valor del coeficiente de potencia a la velocidad nominal del viento, v_n , entendiéndose como tal la velocidad a la que la máquina eólica alcanza su potencia nominal [Martín Morillas, 1993 y Zubiaur Ruiz, 1993].

Por su simplicidad y facilidad de comprensión, es muy frecuente indicar la energía eólica extraíble con un aerogenerador concreto en un determinado emplazamiento mediante la **producción específica**, expresada sencillamente como la relación entre la energía total suministrada en el periodo considerado y la potencia nominal instalada.

Esta caracterización tiene evidentemente dimensión temporal, si bien por mayor claridad acostumbra a expresarse de forma adimensional como la relación entre las horas obtenidas y el periodo considerado, habitualmente, un año:

$$\text{Producción específica} = \frac{\text{Producción anual}}{\text{Potencia instalada}} \quad \text{h/año} = \frac{\text{kWh/año}}{\text{kW}}$$

Con similar finalidad, se define también el factor de capacidad de una instalación, que no es sino la expresión porcentual de la producción específica referida al total de horas del periodo considerado, habitualmente, un año:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Producción específica anual}}{\text{Número total de horas anuales}} \cdot 100$$

En función del emplazamiento y del tipo de máquinas instaladas, hoy día son habituales producciones específicas en un rango que oscila entre las 2.000 y las 4.000 h/año (cabe recordar que un año tiene 8.760 h), o lo que es lo mismo, factores de capacidad entre el 23 y el 46%, siendo muy habitual un factor de capacidad del 40% (equivalente a un factor de utilización de 3.500 h/año).

A.2.3. LAS MÁQUINAS EÓLICAS.

Reciben el nombre de máquinas eólicas aquellos dispositivos capaces de aprovechar la energía cinética del viento, transformándola en energía mecánica.

Una máquina eólica consta de tres elementos básicos [Lara Coira, 1998]:

- un sistema de captación o rotor, cuya misión es recoger la energía del viento y transformarla en energía mecánica.
- un sistema de orientación, que permitirá detectar la dirección del viento y situar el rotor de la manera más adecuada para un máximo aprovechamiento de la energía.

- un sistema de regulación, para controlar la velocidad de rotación de la máquina y detenerla en caso necesario.

El **sistema de captación** o rotor es el elemento más importante de una máquina eólica. En esencia, se compone de una serie de álabes o palas que giran sobre un eje por efecto del viento y transforman su energía cinética en energía mecánica.

Con independencia de la posición del eje de rotación, la obtención de energía del viento se basa en dos principios aerodinámicos, el arrastre y la sustentación.

En los **mecanismos de arrastre**, el viento sencillamente empuja la superficie interpuesta y fuerza el giro del rotor. El anemómetro de cazoletas, el llamado molino americano y el rotor Savonius, son sus mejores ejemplos. Pese a todas las mejoras introducidas, este tipo de aeromotores no consiguen extraer más de un 15% de la energía eólica disponible.

Los **mecanismos de sustentación**, utilizan perfiles aerodinámicos para lograr el giro del rotor. De esta manera, con la misma superficie de pala que un mecanismo de arrastre, llegan a obtener del viento una potencia cien veces mayor.

En una máquina eólica de este tipo, el aire que fluye por la pala origina simultáneamente unas fuerzas de sustentación y arrastre, cuyo empuje resultante actúa sobre la pala haciendo girar al rotor, de una manera parecida a como el viento empuja a un velero sobre el agua.

Desde otro punto de vista, en función de la posición espacial del eje de rotación del sistema de captación, se establece la clasificación más habitual de los rotores eólicos: rotores de eje vertical y rotores de eje horizontal.

Si bien no son hoy en día las más conocidas, las máquinas con **rotor de eje vertical** se han diseñado y construido desde que el hombre dio sus primeros pasos en el aprovechamiento de la energía del viento.

En efecto, además de una mayor simplicidad estructural, este tipo de máquinas presenta una importante ventaja con respecto a los dispositivos de eje horizontal: el rotor funciona para cualquier dirección del viento y por tanto no precisa ningún sistema para su orientación.

Entre los numerosos diseños de rotores de eje vertical que se conocen, son tres los que alcanzaron unas perspectivas de desarrollo más favorables: el rotor Savonius, el Darrieus y el Giromill [Le Gourières, 1983].

El **rotor Savonius** (Sigurd Savonius, Finlandia, 1924) consiste en dos semicilindros, dispuestos en posición vertical y desplazados horizontalmente una cierta distancia, de manera que pueda circular el aire entre ellos (fig. A.2.1). Se trata de un dispositivo muy sencillo, de fácil construcción y en general, de pequeña potencia.

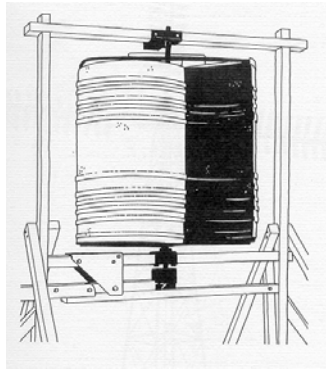


Fig. A.2.1: Rotor Savonius [Cádiz y Ramos, 1992]

El **rotor Darrieus** (D. Darrieus, Francia, 1920) consta de dos o tres palas, rectas o en forma de parábola, unidas a un eje vertical por sus extremos (fig. A.2.2). Pese a su incapacidad para ponerse en marcha sin otros medios auxiliares, es hoy en día uno de los rotores de eje vertical más avanzados.

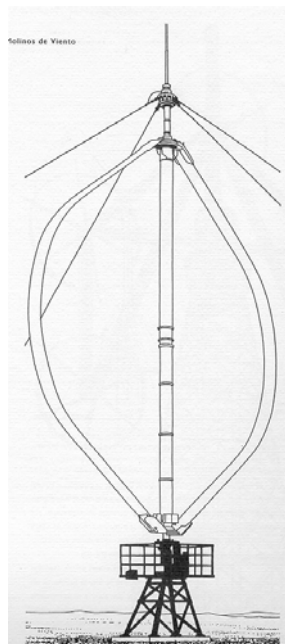


Fig. A.2.2: Rotor Darrieus [Cádiz y Ramos, 1992]

El **rotor tipo Giromill** es una modificación del Darrieus y básicamente similar a éste, con la particularidad de que por medio de un mecanismo excéntrico, se modifica automáticamente la inclinación de las palas en función de su orientación con respecto al viento, lo que da lugar a un mejor rendimiento a bajas revoluciones, además de proporcionarles la capacidad de arrancar por sí mismo (fig. A.2.3).

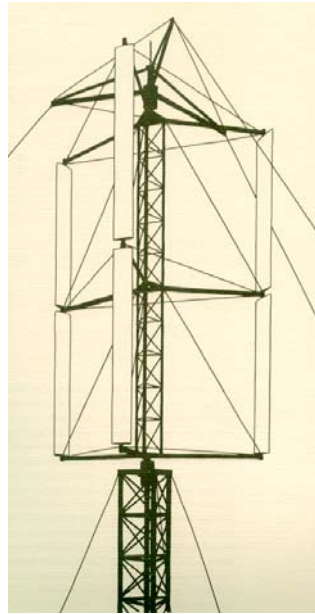


Fig. A.2.3: Rotor Giromill [Cádiz y Ramos, 1992]

Aunque históricamente posteriores a los molinos de eje vertical, las máquinas eólicas con **rotor de eje horizontal** son actualmente las más extendidas y perfeccionadas. Pese a la necesidad de un mecanismo de orientación que permita el giro del rotor respecto a un eje vertical, su elevado rendimiento ha relegado la utilización de los rotores de eje vertical prácticamente a fines experimentales.

En función de su número de álabes y en consecuencia, de su velocidad de rotación, los rotores de eje horizontal se clasifican en lentos y rápidos.

Los **rotores lentos**, con un número de álabes comprendidos entre doce y treinta y seis y un diámetro generalmente inferior a los ocho metros, se usan exclusivamente en aplicaciones de baja potencia (fig. A.2.4). Arrancan en vacío con vientos de tan sólo 2 m/s y con un importante par de arranque. A causa de su reducida velocidad de giro y elevado par motor, encuentran su principal utilización en el bombeo de agua.



Fig. A.2.4: Rotor multipala [Gipe, 1993]

Los **rotores rápidos** se construyen habitualmente con dos o tres álabes y excepcionalmente, con uno sólo; sus diámetros varían desde algo menos de un metro (100 W) hasta los ciento veinte metros (5 MW). Presentan la ventaja indudable de que a igual potencia, son mucho más ligeros que los rotores lentos y además su rendimiento aerodinámico es mayor. Por contra, necesitan unas velocidades de viento relativamente elevadas (del orden de los 5 m/s) para empezar a funcionar. Su aplicación más generalizada es la producción de energía eléctrica (fig. A.2.5).



Fig. A.2.5: Rotor tripala [Gipe, 1993]

El **sistema de orientación** en todas las máquinas eólicas modernas lo conforman dispositivos que realizan automáticamente tal función, a diferencia de los primitivos molinos de viento, en los que era preciso orientar manualmente el rotor de cara al viento.

Aunque existen diversos sistemas de orientación, en la actualidad se emplean solamente dos de ellos en la práctica totalidad de las instalaciones de eje horizontal: las aletas estabilizadoras y los servomecanismos (fig. A.2.6).

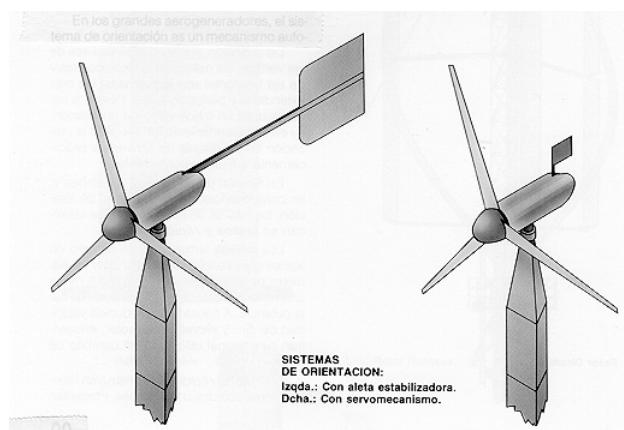


Fig. A.2.6: Sistemas de orientación [Lara, 1990]

La **aleta estabilizadora**, utilizada en máquinas de pequeña potencia, consiste en una simple aleta, fijada a modo de veleta detrás del rotor, de manera que lo enfrenta constantemente al viento.

En los grandes aerogeneradores, el sistema de orientación es un mecanismo automático, compuesto por una pequeña veleta que capta la dirección del viento y gobierna un **servomecanismo** que actúa girando el rotor hasta situarlo en la dirección y sentido adecuados.

El **sistema de regulación** conjuga dos funciones, por una parte, la de mantenimiento de una velocidad de rotación constante (necesaria en muchas aplicaciones de las máquinas eólicas), evitando las fluctuaciones producidas por las variaciones en la velocidad del viento y por otra, la de detención del rotor cuando la velocidad del viento supera el límite de seguridad (necesaria en todos los casos).

Existen dos métodos básicos de regulación de la velocidad de rotación: por variación del ángulo de incidencia del rotor y por variación del ángulo de incidencia de los álabes.

La **regulación por variación de la incidencia** del rotor es la más primitiva y actualmente sólo se usa en máquinas sencillas y de pequeña potencia. En algunas máquinas consiste en una veleta, rígidamente unida a la carcasa del rotor, que provoca una desviación del eje horizontal de la aeroturbina con respecto a la dirección del viento cuando la velocidad de éste aumenta; en otras aeroturbinas, es el incremento de la fuerza centrífuga, al aumentar la velocidad de giro del rotor por la acción del viento, el que obliga al eje del rotor a inclinarse o girar con respecto a la dirección del viento (fig. A.2.7); y en las más sofisticadas, son las propias palas las que se abaten sobre el eje del rotor proporcionalmente a la fuerza del viento. En cualquiera de los sistemas de este tipo actualmente existentes, como consecuencia de la reducción de la superficie expuesta, mayor a medida que la velocidad del viento crece, la velocidad de rotación se mantiene constante y la máquina llega a pararse cuando el viento supera las condiciones de diseño de la aeroturbina.



Fig. A.2.7: Regulación por variación de la incidencia del rotor [Gipe, 1993]

El sistema de regulación más eficaz y de utilización más extendida en máquinas de mediana y gran potencia, es la **regulación por variación de incidencia de los álabes**, o variación de paso. Este sistema actúa variando el ángulo de ataque de las palas del rotor, con lo que se aumenta o disminuye su rendimiento y en consecuencia, la potencia de la máquina.

En máquinas de pequeña y mediana potencia, se utilizan dispositivos directos de acción centrífuga que, por medio de muelles y contrapesos, modifican el paso de las palas -o de parte de ellas- cuando su velocidad de rotación aumenta por la acción del viento, llegando a ponerlas en posición de bandera, es decir, paralelas a la dirección del viento, cuando su velocidad alcanza el límite de seguridad (fig. A.2.8).

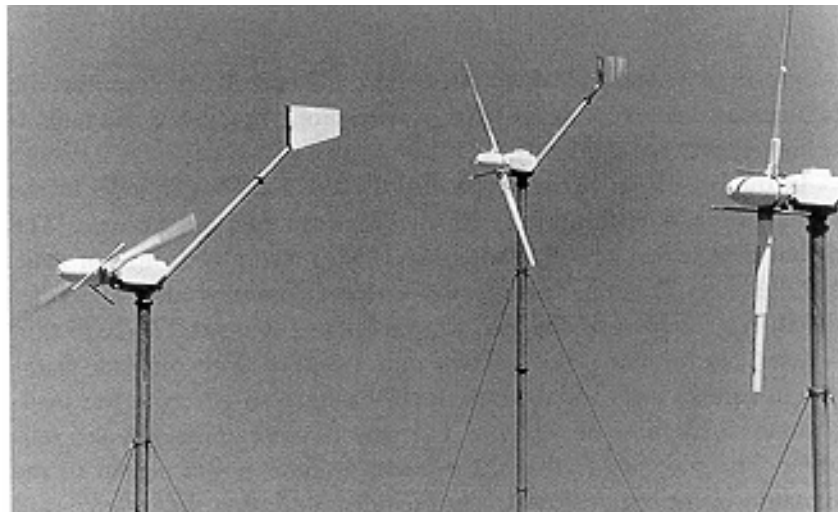


Fig. A.2.8: Regulación por variación de la incidencia de los álabes [Gipe, 1993]

En las actuales máquinas de gran potencia, la variación del ángulo de incidencia de las palas se lleva a cabo por medio de una serie de servomecanismos, gobernados por un microprocesador, que establece en todo momento la posición idónea de las palas para las condiciones de viento reinante.

En este sentido, puede considerarse como una variante del concepto de regulación por variación de la incidencia de las palas, la utilización de palas que si bien cuentan con un ángulo de ataque fijo, están especialmente diseñadas y construidas para que reduzcan su rendimiento a partir de cierta velocidad, lo que supone un efecto de autorregulación de la velocidad de giro del rotor de gran simplicidad.

Llegados a este punto, parece conveniente hacer unas mínimas consideraciones sobre la aerodinámica de los perfiles habitualmente utilizados en la construcción de las palas de los rotores de los modernos aerogeneradores (fig. A.2.9).

Como anteriormente quedó apuntado, en una máquina eólica de este tipo, el aire que fluye por la pala origina simultáneamente unas fuerzas de sustentación (*lift*) y arrastre (*drag*), cuyo empuje resultante (*thrust*) actúa sobre la pala haciendo girar al rotor, de una manera parecida a como el viento empuja a un velero sobre el agua [Gipe, 1993].

La fuerza de sustentación es función directa de la superficie de la pala y de la velocidad del aire con respecto a ella (viento relativo o parente), además de estar estrechamente relacionada con el tipo de perfil aerodinámico utilizado.

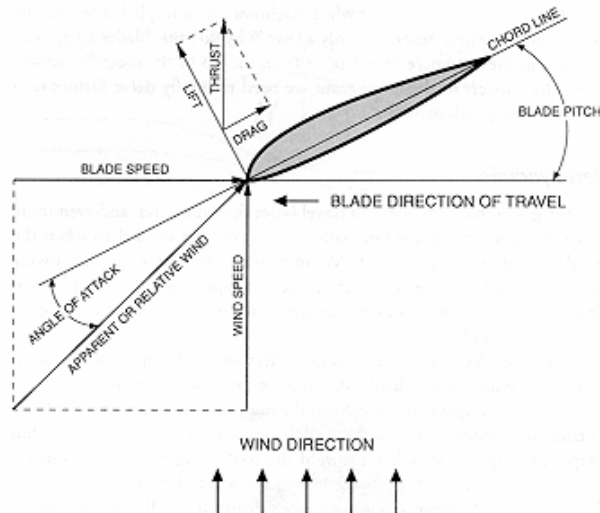


Fig. A.2.9: Fuerzas aerodinámicas sobre un perfil [Gipe, 1993]

La característica del perfil aerodinámico de una pala se define por la relación entre la sustentación y el arrastre a que da lugar, determinada a su vez por el ángulo de ataque de la pala, definido como el ángulo que forma dicha pala con respecto al viento aparente (resultante de la composición del movimiento del viento real con el movimiento propio de la pala) que actúa sobre ella [Karlson, 1943].

La relación entre sustentación y arrastre crece con el ángulo de ataque (*pitch*), hasta alcanzar un punto (el valor de este ángulo límite varía de un tipo de perfil aerodinámico a otro) en el que el flujo de aire sobre la pala se torna turbulento y a partir del cual la sustentación decrece rápidamente en favor del arrastre, diciéndose entonces que el perfil aerodinámico entra en pérdida (*stall*).

Esta circunstancia, que resulta gravísima en un aeroplano, puesto que se queda sin sustentación y se precipita a tierra, se utiliza con ventaja en los aerogeneradores, diseñando de la manera apropiada para el resultado deseado, tanto el perfil de las palas como el conjunto del rotor.

En efecto, y simplificando al máximo los detalles no significativos, puede decirse que para un determinado ángulo de ataque y una vez alcanzado el óptimo de rendimiento aerodinámico, el aumento de la velocidad del aire que fluye por el perfil aerodinámico se traduce en una entrada en pérdida de la pala, con la consiguiente reducción de la eficiencia y la aparición de un efecto de frenado sobre el rotor.

Conviene aquí apuntar algo que, aunque obvio, no ha quedado suficientemente resaltado hasta el momento. Esta circunstancia, lógica e importante, consiste en que si bien el ala de un avión “ve” las mismas condiciones de viento en toda su longitud, no ocurre lo mismo con las palas de un aerogenerador (fig. A.2.10).

Efectivamente, la velocidad lineal del extremo de la pala es muy superior a la de su base, por lo que a fin de optimizar el rendimiento aerodinámico y al mismo tiempo minimizar los esfuerzos sobre la pala, el ángulo de ataque se reduce desde la base hasta el extremo, a la vez que decrece la superficie expuesta al viento, dándole el típico aspecto ahusado y retorcido.

En resumen, todos los perfiles aerodinámicos que configuran las palas del rotor de un aerogenerador están contruidos con paso continuamente variable desde su extremo hasta la fijación al eje de rotor, siendo el ángulo de ataque mínimo en el extremo y máximo en la base, sean las palas fijas o móviles.

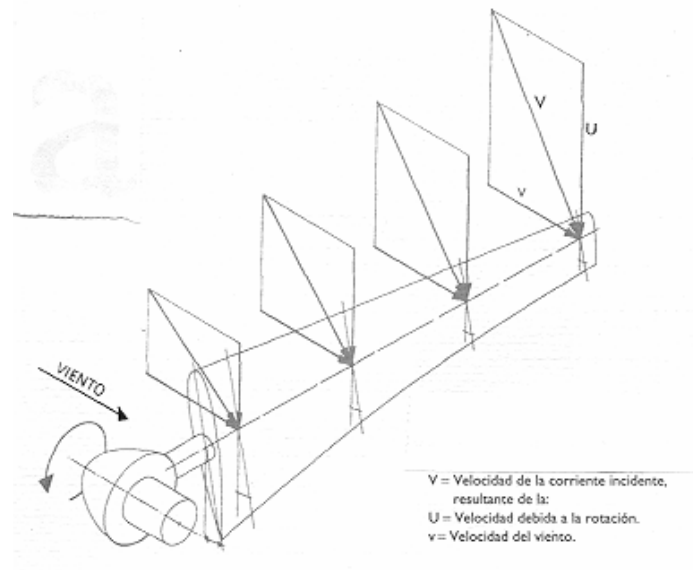


Fig. A.2.10: Viento aparente sobre una pala [Cádiz y Ramos, 1992]

Por ello resulta incorrecto y confuso hablar de tecnología de paso fijo cuando se utilizan palas fijas, por contraposición a la de palas móviles en las que es posible ajustar su posición, designada también erróneamente como tecnología de paso variable, siendo mucho más correctas las designaciones de regulación por entrada en pérdida aerodinámica (*stall*) y regulación por variación del ángulo de incidencia de la pala (*pitch*).

A.2.4. LOS PARQUES EÓLICOS.

La energía eólica, convertida por el aerogenerador en energía mecánica de rotación, puede utilizarse directamente, tal y como se venía haciendo en la tradicional molinera de cereales, o mediante el accionamiento de un mecanismo, como se hace en la conocida aplicación para el bombeo de agua.

Con mucho, la utilización más habitual hoy en día es la del accionamiento de una máquina eléctrica para la generación bien de corriente continua o bien de corriente alterna [Lara, 1990].

Los aeromotores de corriente continua encuentran su aplicación en usos de baja potencia, habitualmente interconectados con sistemas de regulación y almacenamiento en baterías, complementados con frecuencia con captadores fotovoltaicos. Su simplicidad y robustez los hace de gran utilidad en emplazamientos aislados [Gipe, 1993].

Los aerogeneradores de corriente alterna pueden funcionar tanto aislados como interconectados con la red eléctrica general, si bien la situación más deseable y más habitual es la del funcionamiento interconectado, en paralelo con la red eléctrica general. En caso de funcionar aislados, suelen acoplarse en paralelo con generadores diesel, a fin de asegurar el suministro de energía [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992].

El funcionamiento en interconexión con la red eléctrica simplifica enormemente ciertos aspectos electromecánicos de los aerogeneradores, puesto que pueden

utilizarse generadores eléctricos de inducción, de alguna manera “gobernados” por la frecuencia de la red, sin necesidad de la complejidad adicional que supone la utilización de generadores de tipo síncrono.

Desde el punto de vista de su comportamiento frente al viento, los aerogeneradores destinados a funcionar interconectados con la red eléctrica pueden clasificarse como de velocidad constante (en realidad, casi constante) y de velocidad variable.

En los aerogeneradores llamados de velocidad constante, ésta se mantiene en el valor de diseño (realmente, varía entre un 2 y un 5% de la velocidad de sincronismo) pese a la variación de la velocidad del viento por la actuación aerodinámica de las palas (el mecanismo de entrada en pérdida –*stall*– anteriormente explicado) y la resistencia electromagnética del generador y, en último extremo, por la acción de los mecanismos de control y frenado. Con esta tecnología se asegura un funcionamiento en sincronismo con la red eléctrica, generando electricidad a frecuencia y tensión constantes [Gipe, 1993].

Los aerogeneradores de velocidad variable pueden accionar un alternador síncrono y asegurar la constancia de la frecuencia y tensión modificando la excitación o bien utilizar generadores de velocidad variable asociados a inversores síncronos. En este caso, el diseñador busca el ajuste del deslizamiento del rotor para optimizar la producción de electricidad a cada velocidad de giro (*semi-variable speed concept*) [Gipe, 1993].

El significativo abaratamiento de la electrónica de potencia y sus constantes perfeccionamientos técnicos marcan una tendencia clara hacia los aerogeneradores con palas de ángulo de ataque variable y velocidad semi-variable. El diseño predominante sigue siendo el de rotor de tres palas con orientación a barlovento y multiplicador de velocidad de tres etapas. Sólo uno de los fabricantes de aerogeneradores con generador multipolar y sin multiplicador (Enercon) tiene una presencia significativa en el mercado mundial y como un híbrido entre las máquinas con multiplicador y las que carecen de él, se trabaja en un aerogenerador con alternador multipolar y multiplicador de una sola etapa [BTM Consult ApS, 2005].

En lo que respecta al tamaño y aunque ya se dispone de aerogeneradores comerciales de 3,6 MW y se están probando prototipos de 5 MW, las máquinas que se instalaron a lo largo del año 2004 sólo alcanzaron una cifra promedio de 1.248 kW por unidad instalada, si bien los aerogeneradores de más de 1 MW supusieron el 75% del total instalado en ese año [BTM Consult ApS, 2005].

Como una consecuencia lógica de este significativo aumento de tamaños y potencias, se observa también una clara evolución hacia la generación eléctrica con máquinas síncronas, que presentan evidentes ventajas desde el punto de vista de la estabilidad y calidad de la energía entregada al sistema eléctrico, permitiendo incluso una más precisa regulación del factor de potencia, acomodándolo de manera casi continua a las condiciones de explotación de la red eléctrica a la que se encuentran interconectados los aerogeneradores, mejorando de esta forma la gestión y el funcionamiento general de la totalidad del sector eléctrico y sus subsistemas de producción, transporte, distribución y consumo de electricidad.

Por último hay que reseñar que la agrupación de varios aerogeneradores en paralelo para lograr una mayor potencia instalada y, en consecuencia, una mayor producción de energía eléctrica, constituye y conforma lo que se denomina un **parque eólico** que configura la tendencia actual en el campo del aprovechamiento de la energía eólica en gran escala y que, de manera resumida, funciona de la siguiente manera (fig. A.2.11).

La energía extraída del viento, previamente convertida en energía eléctrica en cada aerogenerador (a 400 o 660 V), se lleva, con el concurso de los oportunos conductores, a un centro de transformación, en el que se eleva su tensión (hasta 15 o 20 kV) para disminuir las pérdidas que se derivan del transporte de la electricidad.

En algunas ocasiones cada aerogenerador dispone de su propio centro de transformación individual. Esta tendencia se generaliza con el aumento de la potencia y el tamaño del aerogenerador y cabe pensar que en un próximo futuro todos los aerogeneradores llevarán incorporado su centro de transformación.

En cualquier caso, la salida de este centro (o centros) de transformación, se conecta a la red eléctrica general (de 15 o 20 kV) y se disponen las protecciones y equipos de medida oportunos para el control y facturación de la energía eléctrica entregada al sistema eléctrico, conforme a las disposiciones vigentes [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992].

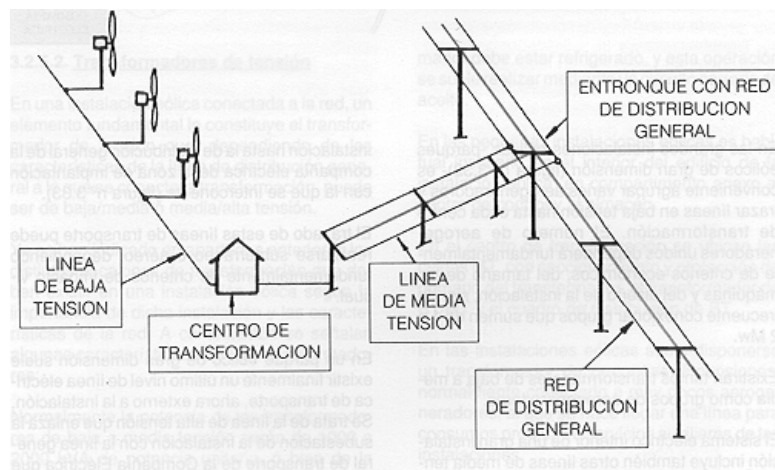


Fig. A.2.11: Parque eólico de poca potencia conectado a la red eléctrica general [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992]

En caso de que la agrupación de aerogeneradores, por su número, configure un parque eólico de una dimensión importante (por ejemplo, superior a 10 MW), la energía eléctrica procedente de los diferentes centros de transformación del parque eólico (fig. A.2.12) se envía a un gran centro de transformación común (subestación eléctrica), donde se eleva nuevamente su nivel de tensión (hasta 66 o 132 kV) para ceder la electricidad a la red eléctrica general con un mínimo de pérdidas y un mínimo de interacciones indeseables para el resto de los usuarios de dicha red eléctrica [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992].

La distinción entre un parque eólico de poca potencia y uno de gran potencia es, evidentemente, arbitraria. A este respecto, la forma y el punto de conexión con la red eléctrica general debe ser negociado con la compañía eléctrica local, puesto que además de las condiciones técnicas generales, como el nivel de tensión de la línea eléctrica, la potencia de cortocircuito o su capacidad de transporte, deben ser tenidas en cuenta otras posibles circunstancias locales que podrían influir en la toma de decisiones, como pueden ser el número de generadores independientes conectados a la red o el rango de variaciones de carga en la misma. Como orientación muy general, y de acuerdo con la propia experiencia de quien suscribe, podría decirse que suele autorizarse la conexión a las redes de distribución en la llamada "media tensión" (10 a 20 kV) de parques eólicos de hasta 3 MW (a veces, incluso de 5 MW), mientras que la

conexión de los parques eólicos de mayor potencia instalada se efectúa ya en la red eléctrica de reparto en alta tensión (45 y 66 kV) y en la de transporte (132 y 220 kV), llegándose incluso a la agrupación de varios parques eólicos para su conexión a la red básica de transporte en alta tensión (400 kV).

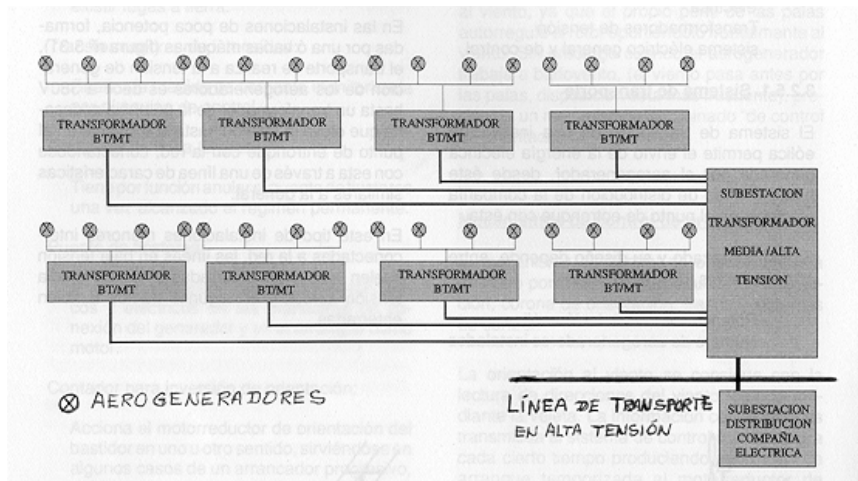


Fig. A.2.12: Parque eólico de gran dimensión conectado a la red eléctrica general [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992]

En un parque eólico, todos los aerogeneradores, los centros de transformación, la subestación y la interconexión con la red eléctrica general, así como las estaciones meteorológicas auxiliares, se unen mediante la oportuna red de comunicaciones, con un centro de control desde el que se garantiza el debido funcionamiento del parque eólico y la optimización de la producción de electricidad, además de las debidas condiciones de seguridad de las instalaciones [Lara, 2000].

Los esfuerzos actuales para la optimización del funcionamiento de los aerogeneradores, y, por consiguiente, de los parques eólicos desde el punto de vista eléctrico, se dirigen a conseguir evitar la parada total de las instalaciones cuando ocurren fenómenos transitorios de pérdida de tensión en la red eléctrica a la que se encuentran conectados, fenómenos que se conocen como “huecos de tensión”.

Estos incidentes provocan la desconexión de los aerogeneradores afectados, lo que a su vez da lugar a la aparición de nuevos huecos de tensión y a la desconexión en cascada de otros aerogeneradores conectados a la misma red eléctrica, con pérdidas en generación que han llegado a sumar 1.000 MW, originando graves repercusiones en la estabilidad del sistema de distribución y transporte de electricidad, tanto mayores cuanto mayor sea la potencia eólica instalada.

Los sistemas de recuperación de huecos de tensión permitirán una operación más segura y eficiente del sistema eléctrico, a la vez que harán posible el aumento de la potencia eólica instalada e interconectada a dicho sistema eléctrico sin por ello incrementar el riesgo que actualmente va asociado a tales incidentes.

A.2.5. EL PORVENIR DE LOS APROVECHAMIENTOS EÓLICOS EN EL MUNDO.

Los progresos tecnológicos alcanzados, junto con la reducción de costes y el firme apoyo de las políticas energéticas en los países más desarrollados, han llevado a un fuerte crecimiento en la potencia instalada en el mundo a partir de 1992, con tasas de

crecimiento anual medio que han llegado a superar al 50%, y un promedio del 26% en los últimos cinco años [BTM Consult ApS, 2005].

Este crecimiento ha llevado a un total de más de 73.880 aerogeneradores de más de 50 kW de potencia unitaria instalados en todo el mundo, que representan una potencia de unos 47.910 MW con una producción media de 96,5 TWh/año, es decir, noventa y seis mil quinientos millones de kilovatios hora anuales, equivalentes a cerca de ocho millones trescientas mil toneladas de petróleo ahorradas anualmente [BTM Consult ApS, 2005].

La potencia promedio instalada en el mundo es de 648 kW, si bien la tendencia es a incrementarse y, así, las máquinas instaladas en 1997 se movían en un rango del orden de los 450 kW, mientras que en el año 2004 el tamaño medio fue de 1.248 kW y hoy ya se comercializan aerogeneradores de 3,6 MW con rotores de 104 m de diámetro (General Electric Wind) y se encuentran en pruebas diferentes prototipos de 4,2 a 5 MW (Enercon, Prokon Nord, REpower y Vestas), destinados a instalaciones marinas [BTM Consult ApS, 2005].

Las perspectivas del mercado apuntan a un promedio de 13.846 MW instalados anualmente, hasta alcanzar un total de 117.142 MW funcionando en el año 2010. El rango de potencia de 600 a 1.200 kW se considera totalmente comercial, con buenos resultados económicos. El coste medio de un parque eólico totalmente construido y en condiciones de funcionamiento se encuentra a la fecha entre los 792 €/kW de las instalaciones terrestres y los 1.504 €/kW de los parques eólicos marinos [BTM Consult ApS, 2005]. El coste de la electricidad generada descendió, aproximadamente, desde el rango de 10 a 21 c€/kWh en 1987 a unos valores de 3,4 a 9,6 c€/kWh (respectivamente, para 10 y 5 m/s de velocidad media del viento) estimados en 1997, con unas expectativas de caer hasta un coste de 2 a 3,5 c€/kWh producido hacia el año 2020 [European Commission, 1999]. Otras previsiones consideran un precio de 2,3 a 2,7 c€/kWh a partir del año 2008 [BTM Consult ApS, 2004].

Desde el punto de vista tecnológico, los aerogeneradores de tres palas, con regulación por pérdida y velocidad semi-constante, son todavía los de mayor presencia en el mercado (cuota del orden del 50%) si bien las máquinas de tres palas con ángulo de ataque regulable y velocidad semi-variable (e incluso las de velocidad variable) incrementan notablemente su cuota de mercado en los últimos años, casi en paralelo a su aumento de tamaño [BTM Consult ApS, 2003, 2004 y 2005].

Por lo que atañe al tamaño, y aunque ya se dispone de aerogeneradores comerciales de 3,6 MW y se están probando prototipos de 5 MW, las máquinas que se instalaron a lo largo del año 2004 sólo alcanzaron una cifra promedio de 1.248 kW por unidad instalada, si bien los aerogeneradores de más de 1 MW supusieron el 75% del total instalado en ese año [BTM Consult ApS, 2005].

El diseño predominante sigue siendo el de rotor de tres palas con orientación a barlovento y multiplicador de velocidad de tres etapas. Sólo uno de los fabricantes de aerogeneradores con generador multipolar y sin multiplicador (Enercon) tiene una presencia significativa en el mercado mundial y como un híbrido entre las máquinas con multiplicador y las que carecen de él, se trabaja en un aerogenerador con alternador multipolar y multiplicador de una sola etapa [BTM Consult ApS, 2005].

En lo que respecta a las palas, hasta ahora construidas mayoritariamente en poliéster y fibra de vidrio (GRP, glass reinforced polyester o fiberglass), tienden a ser reemplazadas por otros materiales compuestos, como resinas epoxídicas y fibra de vidrio o madera, e incluso fibra de carbono y aramida, buscando una mayor ligereza, especialmente para aquellos diámetros de más de 30 m, y un menor coste [European Commission, 1999].

En cualquier caso, y como ya ha quedado anteriormente dicho, con una previsión de 117.142 MW funcionando en el año 2010, continúan las expectativas de un importante crecimiento, tanto en los mercados dirigidos por aspectos ambientales como en aquellos urgidos por necesidades energéticas, con un aumento de la importancia relativa de los segundos en el conjunto, hasta alcanzarse los 235 GW a finales del año 2014 [BTM Consult ApS, 2005].

Por segmentos de mercado, la tendencia se decanta hacia parques eólicos comerciales de entre 5 y 100 MW, con una presencia claramente decreciente de los aerogeneradores aislados y un notable aumento del interés de las compañías eléctricas por los parques eólicos del rango de los 100 MW y las instalaciones marinas o proyectos “*off-shore*” [BTM Consult ApS, 2005].

Una de las principales barreras para una mayor penetración de la energía eléctrica obtenida de los recursos eólicos en los sistemas eléctricos nacionales es, sin discusión, la dificultad para predecir la producción eléctrica de origen eólico. Esta dificultad puede solventarse en gran medida con el empleo de herramientas de predicción adecuadas a las exigencias de los diferentes sistemas eléctricos, con lo que mejorará sobremanera la competitividad de este recurso energético en los mercados liberalizados, además de permitir a los productores eólicos realizar ofertas en el mercado de generación con mayores garantías. Por esta razón, distintos organismos, centros tecnológicos, empresas y universidades se encuentran trabajando en esta línea de investigación. En el caso de España, se cuenta ya con algunos modelos de predicción de la producción eléctrica en parques eólicos, como “Sipreólico” (desarrollado por Red Eléctrica de España y la Universidad Carlos III), “LocalPred” (desarrollado por el Centro de Energías Renovables) y “Casandra” (desarrollado por Gamesa Energía y Barlovento Recursos Naturales con la Universidad de Castilla-La Mancha) [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2004]. Todavía en el pasado mes de junio, la empresa Endesa firmó con la empresa Indra y con la Universidad Politécnica de Madrid un acuerdo de colaboración para desarrollar un sistema de predicción del viento que permita estimar en tiempo real la energía que puede producir un parque eólico, estableciendo con ello una estrategia de riesgo costo-beneficio en función de dicha estimación y de su grado de incertidumbre [InfoPower, 2005].

Finalmente, por supuesto, continúan manteniéndose los nichos de mercado para las pequeñas instalaciones eólicas aisladas: instalaciones de bombeo; instalaciones de suministro de electricidad (para usos domésticos, bombeo, ordeño, telecomunicaciones o fabricación de hielo); y sistemas híbridos eólico-fotovoltaico o eólico-diesel. De gran interés son las experiencias que se inician para la obtención de hidrógeno con electricidad de origen eólico. A continuación se presenta una breve información explicativa de estos sistemas.

Los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos no conectados a la red eléctrica, o **instalaciones eólicas aisladas**, suelen llevarse a cabo en lugares alejados de la red eléctrica general. El tamaño y tipo de la instalación se acomoda a las necesidades del usuario, situándose muy cerca del centro de consumo, y es habitual la necesidad de acumuladores de la energía eléctrica obtenida o de almacenamiento del agua extraída en las instalaciones de bombeo [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992].

Las instalaciones más frecuentes son de pequeña potencia y emplean tecnologías muy fiables en las que solo es necesario un mantenimiento básico. Las aeroturbinas empleadas en estas instalaciones de pequeña potencia suelen designarse como aerogeneradores, si se destinan a la producción de energía eléctrica, o aerobombas, cuando generan energía mecánica para el bombeo de agua.

Los aerogeneradores son aeroturbinas de alta velocidad, generalmente de rotor bipala o tripala, con generadores de corriente continua de 20 W a 6 kW, siendo los tamaños comúnmente más utilizados los del rango de 500 W a 2 kW. Se emplean normalmente para el suministro de corriente eléctrica a viviendas aisladas o a otro tipo de consumos específicos de energía eléctrica, que van desde las telecomunicaciones a la fabricación de hielo, pasando por el ordeño automático, los repetidores de radio o el bombeo de agua con bombas eléctricas centrífugas [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992; Gipe, 1993].

La generación de electricidad con aeroturbinas requiere el complemento de un cuadro de regulación y control y un conjunto de baterías eléctricas capaces de almacenar la electricidad producida y garantizar su suministro de acuerdo con las necesidades de los usuarios (fig. A.2.13).

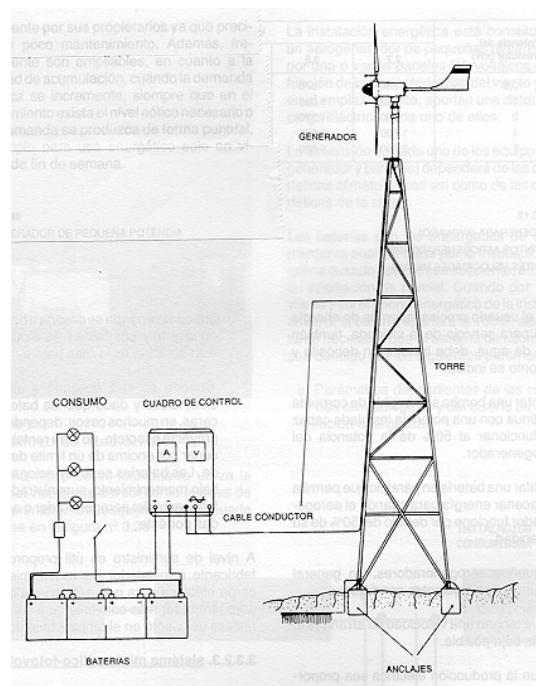


Fig. A.2.13: Aerogenerador de pequeña potencia [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992]

Las aerobombas (fig. A.2.14) son aeroturbinas de baja velocidad, también llamadas molinos multipala, con rotores de 5 a 8 m de diámetro y de 12 a 24 palas, que se emplean exclusivamente para la extracción de agua accionando directamente una bomba aspirante-impelente y que vierten el agua extraída en un depósito desde el que el usuario puede regular el consumo [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992; Gipe, 1993].

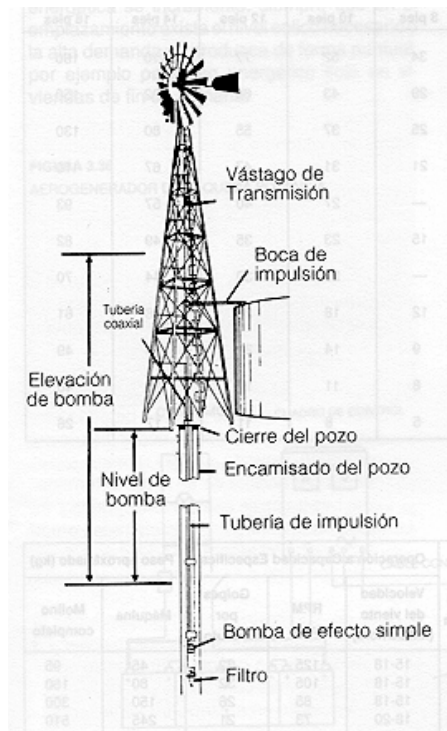


Fig. A.2.14: Aerobombas [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992]

Un sistema híbrido (o mixto) eólico-fotovoltaico utiliza la energía del viento y la del sol como fuentes de energía primaria, por lo que capta mayor cantidad de energía que un sistema simple, entrega un nivel de energía más constante a lo largo del año y requiere una menor capacidad de almacenamiento para alimentar la misma carga [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992; Gipe, 1993].

La instalación suele estar compuesta por un aerogenerador de pequeñas dimensiones y por uno o más paneles fotovoltaicos (fig. A.2.15). Las dimensiones de cada una de las partes y la del conjunto de la instalación dependerán de las características climáticas del emplazamiento y de las necesidades del consumo.

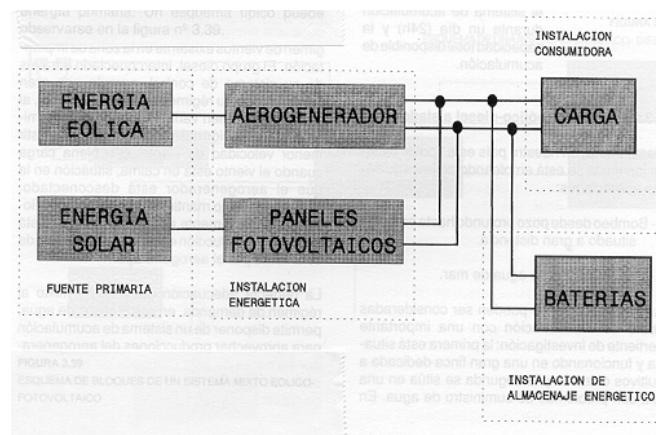


Fig. A.2.15: Sistema mixto eólico-fotovoltaico [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992]

El empleo de un sistema mixto (o híbrido) eólico-diesel se lleva a cabo en aquellas instalaciones aisladas que requieren una cantidad importante y garantizada de energía eléctrica. El grupo diesel se interconecta con el aerogenerador y la carga por medio de un sistema de control (fig. A.2.16) y permite una gran flexibilidad en su régimen de funcionamiento, pues trabaja normalmente a régimen variable de carga, complementando la producción del aerogenerador de acuerdo con las necesidades del consumo.

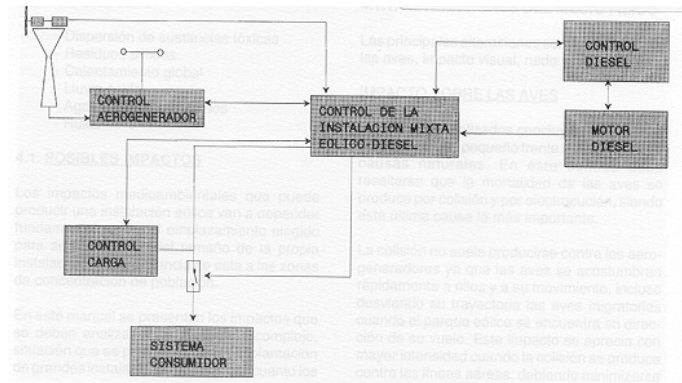


Fig. A.2.16: Sistema mixto eólico-diesel [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992]

En caso de ausencia de viento, el grupo diesel funcionará a plena carga, mientras que permanecerá parado cuando el régimen de viento permita que el aerogenerador satisfaga toda la demanda eléctrica [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 1992].

La irregularidad de los recursos energéticos eólicos y la incapacidad actual de almacenar rentablemente grandes cantidades de energía eléctrica, junto con la frecuente falta de coincidencia entre la producción de electricidad de origen eólico y la demanda de electricidad para el consumo, supone un indudable desperdicio de recursos energéticos.

Esta situación ha llevado a desarrollar prototipos en los que los excedentes de electricidad procedentes del aprovechamiento de recursos eólicos (y también de recursos fotovoltaicos) se emplean para la generación de hidrógeno, que sí es fácilmente almacenable y puede posteriormente utilizarse como combustible, ya de manera directa, ya en las células de combustible para producir electricidad y calor.

Anexo 3

Tratamiento de datos eólicos

A.3.1. LA CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO.

Si bien el viento es indudablemente una variable estocástica, las pautas de su comportamiento pueden ser razonablemente acomodadas estadísticamente.

Tal ajuste resulta necesario para cualquier análisis de los recursos eólicos y un tratamiento estadístico cuidadoso de los datos del viento deviene imprescindible para el estudio de las posibilidades de su aprovechamiento energético.

Viene aquí a cuento recordar una vez más que la energía extraíble del viento guarda una relación proporcional con la tercera potencia de su velocidad, razón por la que las exigencias de precisión estadística deben ser mucho más estrictas en la predicción energética que en cualquier otro tipo de aplicaciones.

Por otra parte, las variaciones estacionales, anuales e interanuales de las características eólicas requieren que un estudio preciso, especialmente desde el punto de vista de su aprovechamiento energético, cuente con series temporales de datos de viento suficientemente largas y de gran calidad.

Sintetizando los diferentes aspectos comentados en apartados precedentes, puede concluirse que el viento es el resultado del movimiento de las masas de aire, originado a su vez por el diferente calentamiento de distintas zonas de la Tierra combinado con la rotación del planeta y con la fricción de la atmósfera con la superficie terrestre.

De toda la energía contenida en el viento, prácticamente la mitad se pierde en las capas altas de la atmósfera, mientras que cerca de la otra mitad se disipa en las proximidades de la superficie terrestre, siendo ésta la parte de interés para su aprovechamiento energético [Troen y Petersen, 1989].

En una determinada estación meteorológica, los parámetros de caracterización del viento dependen de dos factores esenciales: los sistemas generales de circulación atmosférica y la topografía que circunda la estación. Los primeros generalmente se extienden unos centenares de kilómetros, mientras que la segunda afecta habitualmente a no más de una decena de kilómetros en torno a dicha estación.

A efectos de producción energética, de entre los diversos datos de viento posibles, los aspectos más importantes para la caracterización de un determinado emplazamiento, son las distribuciones de direcciones y velocidades, que se comentan en los apartados siguientes.

A.3.2. DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES DE VIENTO.

Las características direccionales del viento son de notable importancia, tanto para la adecuada ubicación de aerogeneradores aislados (especialmente en terrenos no uniformes o con obstáculos), como para el emplazamiento de varias máquinas eólicas asociadas formando un único conjunto (parque eólico).

Resulta igualmente de interés el conocimiento de la variabilidad direccional del régimen de vientos a que debe responder el sistema de orientación del aerogenerador que pretende instalarse.

La distribución direccional del viento se representa gráficamente sobre un limbo similar a la rosa de los vientos náutica, sobre el que además de las direcciones, se hace figurar la frecuencia o porcentaje de tiempo en el que el viento proviene de una determinada dirección.

Aunque puede utilizarse la tradicional graduación del limbo en circulares (de cero a 360° en el sentido horario; p.e., 079°, 213°) o cuadrantales (en cuatro cuadrantes, N-E, N-W, S-E y S-W, contando de 0 a 90° en cada uno de ellos a partir del norte -o del sur-, hacia el este o hacia el oeste; p.e., N07E, S34W), en el ámbito de la energía eólica resulta mucho más habitual la división de la rosa en dieciséis rumbos (muy raramente, en treinta y dos) designados en relación a los rumbos principales, por ejemplo, N, SE, NNW, etc. (fig. A.3.1).

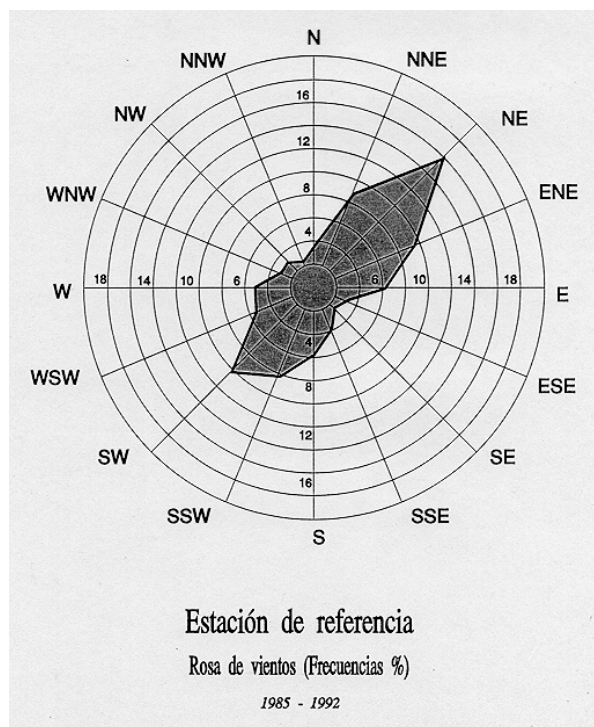


Fig. A.3.1: Rosa de vientos de frecuencias [Lara, 1993]

En definitiva, la función continua indicativa de la variabilidad de las direcciones del viento, se discretiza en intervalos de clase, habitualmente correspondientes con los dieciséis rumbos de la rosa de los vientos, como ya se ha indicado.

Algunas veces acostumbra a reflejarse también sobre la misma rosa la distribución de las velocidades de viento para cada intervalo direccional reflejado, incorporándose también en ocasiones un círculo central con la indicación del porcentaje de calmas en el periodo al que corresponde.

Sin embargo, por la confusión que puede suponer la representación conjunta de velocidades y frecuencias, es mucho más frecuente la representación separada de la rosa de vientos con la indicación de las velocidades distribuida sobre los diferentes intervalos direccionales; en este caso, en el círculo central se refleja la velocidad media del viento en el periodo analizado (fig. A.3.2).

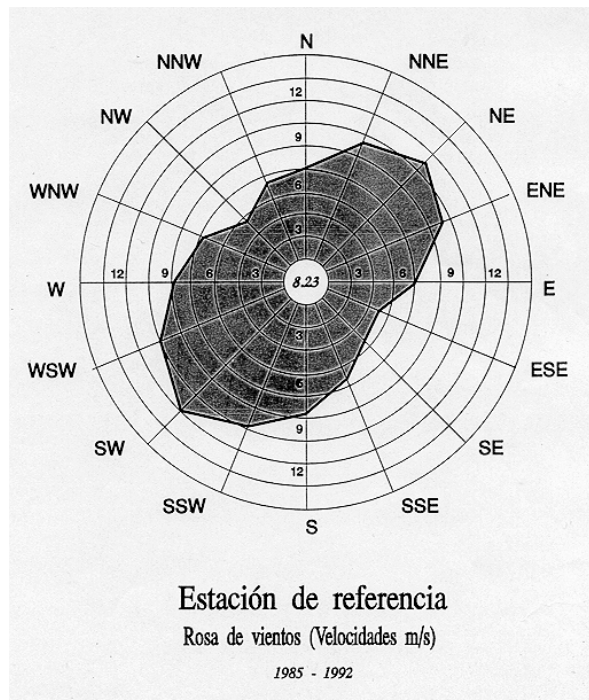


Fig. A.3.2: Rosa de vientos de velocidades [Lara, 1993]

Como se ha indicado al principio de este párrafo, el conocimiento de la variabilidad direccional del viento en el emplazamiento propuesto para el aprovechamiento de los recursos eólicos tiene una importancia significativa para el diseño de las instalaciones; dicho de una manera más simple, conocer las direcciones predominantes de las que sopla el viento y sus correspondientes velocidades es imprescindible para la optimización de los resultados del proyecto eólico.

Si bien en el planteamiento inicial del proyecto y en el estudio de oportunidad del mismo puede ser suficiente con una estimación grosera de la velocidad media anual y una sencilla identificación del o los cuadrantes de la rosa en los que predominan los vientos, ya en la inmediata fase siguiente de análisis del recurso eólico debe exigirse la mayor precisión, como tratará de demostrarse a lo largo de este trabajo.

En el análisis de los recursos eólicos para su aprovechamiento con fines energéticos, la precisión requerida en el caso de las direcciones del viento suele limitarse a la identificación de los dieciséis rumbos de la rosa de vientos, es decir, un rango de lecturas diferenciadas en 16 sectores de 22,5 ° de amplitud cada uno. En el caso de las velocidades del viento, los valores correspondientes alcanzan una precisión de centésimas de metros por segundo [NRG Systems, 1996]. En los párrafos siguientes se profundiza en el análisis energético de los recursos eólicos y se comentan con cierto detalle los aspectos más significativos.

A.3.3. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DE VIENTO.

Para la determinación del potencial de viento disponible en un determinado emplazamiento, así como para obtener otros parámetros eólicos de interés energético, es muy útil el conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento en dicha ubicación.

De la misma manera, la extrapolación de los datos de un determinado emplazamiento a otra localización que se desea estudiar (o simplemente, de las medidas realizadas a una determinada altura a otra diferente), resulta mucho más sencilla con la utilización de una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento.

La expresión analítica más utilizada en los estudios energéticos para representar la probabilidad de que el viento alcance una determinada velocidad, es la conocida como **distribución de Weibull**, cuya función de densidad de probabilidad (fig. A.3.3) para el caso particular de distribuciones de velocidades de viento (en las que el parámetro de origen adopta el valor cero, al ser imposibles velocidades negativas) puede expresarse como [Feijóo Lorenzo, 1998]:

$$f(v) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k}$$

expresión en la que

- v es una determinada velocidad de viento, v .
- $f(v)$ representa la probabilidad estadística de ocurrencia de esa determinada velocidad de viento, v .
- k es el denominado parámetro o factor de forma y es adimensional. Indica la forma más o menos acentuada del máximo de la curva (su curtosis), es decir, la mayor o menor concentración de valores alrededor del máximo.
- C es el denominado parámetro o factor de escala y tiene dimensiones de velocidad. Indica la amplitud de la curva sobre el eje de abscisas, es decir, la amplitud del intervalo de velocidades de viento consideradas y su valor es próximo a la velocidad media.

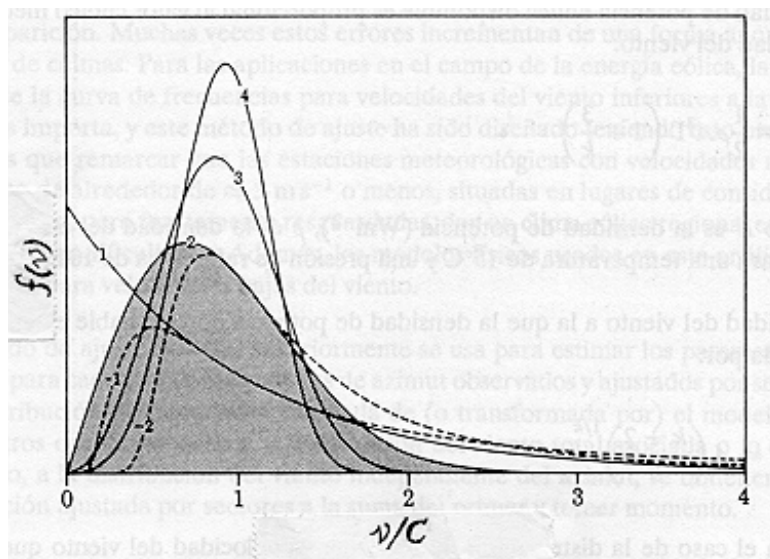


Fig. A.3.3: Función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull para distintos valores del factor de forma, k [Troen y Petersen, 1990]

De entre la familia de distribuciones de velocidad de Weibull, destaca el caso particular en que el factor de forma, k , es dos, caso en el que la distribución de Weibull degenera en la conocida como **distribución de Rayleigh** (fig. A.3.4), ampliamente utilizada en aquellos casos en los que no se conoce el valor de los parámetros de Weibull para la zona en estudio.

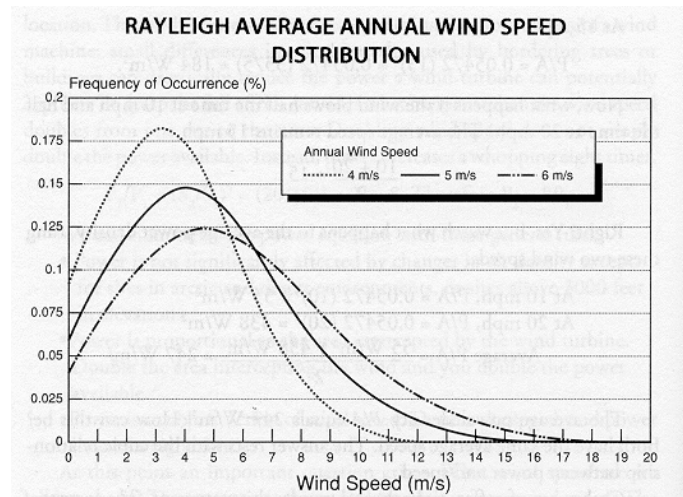


Fig. A.3.4: Distribución de Rayleigh para la probabilidad de velocidades de viento [Gipe, 1993]

Otros casos especiales son aquellos en los que $k = 1$, en el que la función degenera en una **distribución exponencial**, y $k = 3,5$ en que la distribución de Weibull degenera en la **distribución de Gauss**.

Para el caso particular en cuestión, esto es, para la distribución de probabilidades de velocidades de viento, los valores más frecuentes del factor de forma se encuentran comprendidos en el intervalo $k = 2 \pm 0,5$ razón que avala la amplia utilización de la distribución de Rayleigh, arriba mencionada.

Los parámetros de la distribución de Weibull de velocidades de viento en un determinado emplazamiento pueden determinarse [Martín Morillas, 1993]:

- a partir de una muestra de datos correspondientes a un periodo temporal amplio, ordenados por intervalos de velocidades y conocidas las frecuencias acumuladas de cada intervalo, por el método de ajuste de mínimos cuadrados.
- a partir de los valores de la velocidad media y la desviación típica, por medio de la función gamma.
- a partir de fórmulas aproximadas si tan sólo se dispone de la velocidad media y de una estimación de la *variabilidad* del viento (definiendo la variabilidad como baja, media y alta según que la relación entre la desviación típica y la velocidad media –parámetro conocido como *intensidad de turbulencia*– esté en torno a 0.1, 0.5 o 0.9, respectivamente).

En definitiva, siempre cabe la posibilidad –si bien con diferentes grados de precisión y fiabilidad– de establecer una expresión analítica que defina la distribución de las

velocidades (y direcciones) del viento en un determinado lugar, paso previo para la evaluación de las posibilidades de su aprovechamiento energético.

En relación con la importancia de la precisión de los datos para la estimación del potencial eólico, es válido lo anteriormente dicho con respecto al planteamiento inicial del proyecto y a su estudio de oportunidad, que pueden permitir aproximaciones groseras, y también es de aplicación lo comentado con respecto a la fase de análisis del recurso eólico, en la que debe siempre exigirse la mayor precisión.

A.3.4. VARIACIÓN VERTICAL DEL VIENTO.

El rozamiento que tiene lugar entre las masas de aire en movimiento y la superficie terrestre da lugar a diferencias en las velocidades del viento, cuyo perfil vertical resulta ser, en general, creciente con la altura [Le Gourières, 1983].

De acuerdo con la Organización Meteorológica Mundial, los datos de viento se miden de manera normalizada a una altura de 10 m sobre el suelo, por lo que será precisa la aplicación de algún procedimiento para la determinación de las velocidades de viento a alturas diferentes.

En terrenos relativamente llanos y homogéneos, para la extrapolación vertical de los datos de viento se asume el modelo de ley potencial para el perfil vertical de velocidades [Zubiatur, 1993], es decir:

$$\bar{v}(z) = \bar{v}_0 \cdot \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha$$

en donde puede determinarse la velocidad media, $\bar{v}(z)$, a una altura cualquiera, z , a partir de la velocidad media, \bar{v}_0 , conocida para el nivel de referencia, z_0 , con las siguientes consideraciones:

- el coeficiente α , coeficiente de cortadura, depende de la rugosidad superficial media del terreno y de la estabilidad atmosférica media en el lugar considerado. Representa una medida de la fricción que se opone al desplazamiento del aire.
- en emplazamientos con velocidades medias superiores a 6 m/s y atmósfera predominantemente neutra, α varía con la rugosidad media entre 0,1 y 0,3.
- el exponente α puede evaluarse con buena aproximación a partir de la expresión

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln \bar{v}_0}{1 - 0,88 \cdot \ln \frac{z_0}{10}}$$

- de una manera muy general y con validez en atmósferas predominantemente neutras, puede tomarse un valor $\alpha = 1/7$ (“one-seventh power law”).

En aquellos casos en que se conoce la distribución de velocidades a una determinada altura, z_a ,

$$f(v) = \frac{k_a}{C_a} \cdot \left(\frac{v}{C_a}\right)^{k_a-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C_a}\right)^{k_a}}$$

puede extrapolarse dicha distribución para una altura diferente, z , mediante la determinación de los parámetros de Weibull (k , factor de forma; C , factor de escala) por aplicación de las siguientes expresiones [Martín Morillas, 1993]:

$$k(z) = k_a \cdot \frac{1 - 0,088 \cdot \ln \frac{z_a}{10}}{1 - 0,88 \cdot \ln \frac{z}{10}}$$

$$C(z) = C_a \left(\frac{z}{z_a}\right)^\alpha$$

siendo en este caso el coeficiente de cortadura

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln C_a}{1 - 0,88 \cdot \ln \frac{z_a}{10}}$$

Los valores así obtenidos de k y C para la altura z serían los parámetros que se aplicarían en la fórmula general anteriormente vista:

$$f(v) = \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k}$$

Conviene señalar que estos procedimientos para la extrapolación vertical del viento son únicamente válidos en terrenos relativamente llanos y homogéneos [Martín Morillas, 1993]

Reiterando lo ya anteriormente anotado, referente al grado de importancia en la definición y precisión de los datos para la estimación del potencial eólico, cabe admitir aproximaciones groseras en el planteamiento inicial del proyecto e incluso en el estudio de oportunidad, pero son absolutamente inadmisibles las imprecisiones en la fase de análisis del recurso eólico.

A.3.5. EFECTOS DEL TERRENO Y PERTURBACIONES DEL FLUJO.

Las consideraciones precedentes en lo que respecta a las posibilidades de extrapolación de datos, cuentan con la limitación –ya señalada– de su aplicación a terrenos llanos, homogéneos y carentes de obstáculos.

Obviamente, tan favorables circunstancias desde el punto de vista energético, no concurren en todas las ocasiones, presentándose a continuación una serie de apuntes que sirven para enmarcar los fenómenos debidos al cambio de rugosidad y a los obstáculos en el terreno, aspectos que se tratarán posteriormente con mayor detalle.

La instalación de aerogeneradores se realiza en las proximidades del suelo, en órdenes de decenas de metros, por lo que se encuentran dentro de la llamada capa límite atmosférica, en la que las fuerzas de rozamiento juegan un papel importante, que afecta considerablemente a los valores del vector viento [López Tolosa, 1995].

En efecto, en esta capa superficial, los intercambios de flujo de momento y de calor tienen lugar a través de fenómenos turbulentos. Las fuerzas de rozamiento mecánico con el suelo deben compensarse mediante una transferencia de energía y momento de las capas superiores, con lo que el viento medio de las superficies más elevadas resulta afectado.

Además de las variaciones debidas a las fuerzas de rozamiento mecánico, la estabilidad térmica juega un papel importantísimo en los fenómenos turbulentos. Si la atmósfera mantiene una estratificación neutra, estable o inestable, las repercusiones sobre el viento se dejan sentir a través de fenómenos convectivos, con importantes componentes verticales en el vector velocidad del viento.

En términos generales, los vientos pueden incrementarse en condiciones de inestabilidad y decrecer en condiciones de estabilidad, si bien la influencia de los factores orográficos y geográficos puede representar variaciones varios órdenes de magnitud superiores a las inducidas por la estabilidad térmica de la atmósfera.

Por otra parte, en terrenos llanos, sin obstáculos considerables, el viento fluye de manera laminar o cuasi-laminar, mientras que la existencia de obstáculos para la traslación de las masas de aire da lugar a la formación de turbulencias mecánicas que originan variaciones importantes en el vector velocidad del viento, tanto en lo que se refiere a dirección como a intensidad.

En este sentido, cabe recordar que los cambios de energía necesarios para acelerar el flujo de un fluido alrededor de un obstáculo son menores que los que se requieren para superarlo, suma del incremento de la energía potencial debida al ascenso más la energía necesaria para la compresión de dicho fluido. En particular y como consecuencia práctica, se deduce que las canalizaciones favorecen la aparición de vientos con un importante contenido energético.

La evaluación de la importancia del rozamiento superficial debe realizarse en función del resto de las fuerzas de turbulencia que intervienen junto con las de origen térmico, es decir, con las causadas por la viscosidad cinemática.

La teoría de la capa límite, comprobada experimentalmente, indica que en un flujo que se realiza en condiciones de estratificación térmica neutra o cuasi-neutral, los gradientes verticales del viento a alturas muy superiores a la llamada longitud friccional superficial [López Tolosa, 1995], son independientes de la viscosidad y dependen solamente del flujo de momento mecánico, la densidad del aire y la altura considerada, de acuerdo con la ecuación

$$\frac{d\bar{v}}{dz} = \frac{1}{\kappa} \cdot \frac{v_*}{z}$$

cuya integración conduce a la solución

$$v(z) = \frac{v_*}{\kappa} \cdot \ln \frac{z}{z_0}$$

en la que $v(z)$ es la velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo, z_0 el parámetro de aspereza superficial, κ la constante de Von Karman y v_* la velocidad friccional [López Tolosa, 1995].

El parámetro de aspereza superficial, z_0 , depende tan sólo de los obstáculos físicos del terreno y representa la altura a la que la velocidad del viento es nula, acostumbrando a llamarse *longitud de rugosidad*, o simplemente, ***rugosidad***.

Una observación importante que se deduce de la anterior ecuación es que valores de la rugosidad del orden de la altura de medida del viento (habitualmente, 10, 20, 30 o 40 m sobre el nivel del suelo) pueden afectar de modo considerable a los cálculos del viento medio disponible. Esta circunstancia suele evaluarse bajo la designación de *influencia de la turbulencia*.

Este concepto es de particular importancia en el caso de existir obstáculos próximos (edificaciones, accidentes singulares) o vegetación alta, así como en el estudio de las llamadas “zonas de sombra” en una agrupación de aerogeneradores, cuando el régimen de vientos en una máquina es perturbado por la presencia de algún tipo de obstáculo a barlovento, obstáculo que pueden constituir los propios aerogeneradores para las máquinas emplazadas a sotavento.

A.3.6. INFLUENCIAS DE LA METEOROLOGÍA LOCAL.

La utilización de valores medios del viento registrados a lo largo de extensos periodos de tiempo puede llegar a enmascarar los problemas que se presentan de considerar las condiciones meteorológicas que generan esos vientos, así como los fenómenos de advección (transporte o desplazamiento horizontal de una masa de aire) que las acompañan.

En este sentido –y sirva como ejemplo apropiadísimo en este trabajo–, la región gallega está completamente abierta a la influencia de los grandes centros de presión que se desplazan de oeste a este sobre el Atlántico, sin ningún tipo de obstáculo que afecte a sus características.

Los fenómenos más importantes debidos a la meteorología local que modifican en este caso los parámetros del viento, son las cizalladuras que pueden producirse al paso de frentes nubosos de carácter cálido o frío, especialmente en aquellas épocas en que tales advecciones resultan particularmente activas y violentas.

Estas situaciones resultan particularmente conflictivas en las zonas costeras durante el paso de frentes fríos, muy activos en la temporada invernal, que dan lugar a temporales de componente sur que rola seguidamente a temporal de componente norte, con velocidades medias del viento superiores a 30 nudos (15 m/s, 56 km/h) y rachas que superan frecuentemente los 50 nudos (26 m/s, 93 km/h).

Tales extremos deben por supuesto tenerse en consideración a efectos de seguridad de las instalaciones de aprovechamiento energético, pero también por lo que representan de pérdida de producción, al forzar la desconexión y puesta en bandera de los aerogeneradores.

Una vez más, la importancia de estos factores debe ser cuidadosamente sopesada en la fase de evaluación de los recursos eólicos, si bien puede ser obviada en las fases preliminares (planificación inicial y análisis de oportunidad) del proyecto.

A.3.7. EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.

Como resumen práctico representativo de la manera de abordar la estimación de la energía producida en un determinado emplazamiento, puede decirse que un aerogenerador proporciona una determinada potencia cuando gira por efecto de una velocidad definida del viento y que es posible calcular tal potencia media como el producto de las frecuencias del viento incidente a dicha velocidad por la potencia característica de la máquina eólica para la repetida velocidad.

El establecimiento de una distribución de las diferentes velocidades de viento en intervalos de clase, junto con el cálculo de las distintas frecuencias de ocurrencia para cada una de ellos, permite determinar la potencia media proporcionada por el aerogenerador en forma de histograma (fig. A.3.5), como suma de las potencias parciales debidas a los diferentes vientos en función de su frecuencia de ocurrencia.

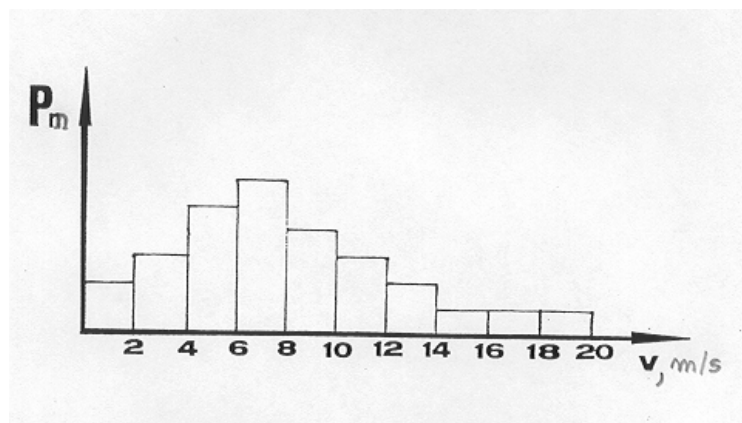


Fig. A.3.5: Histograma de potencia [López Tolosa, 1995]

En el límite, el histograma de potencia del aerogenerador se convierte en una curva continua que representa la densidad de frecuencias de potencia (fig. A.3.6) y que puede ser expresada analíticamente mediante el conveniente acomodo estadístico (por ejemplo, por ajuste con la distribución de Weibull, tal y como anteriormente se ha mencionado), para proceder a su integración y en definitiva, al cálculo de la potencia eólica disponible y la energía producida en un determinado periodo.

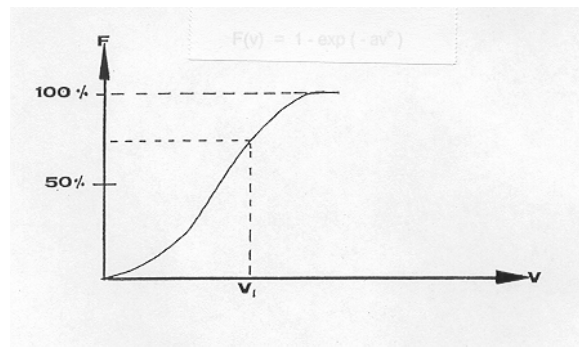


Fig. A.3.6: Distribución acumulada de potencia [López Tolosa, 1995]

En la práctica, la determinación de la cantidad de energía que una máquina eólica concreta es capaz de proporcionar en un emplazamiento dado puede llevarse a cabo por diferentes procedimientos, dependiendo del grado de fiabilidad requerido para el estudio. Los métodos de evaluación de la energía producida pueden así agruparse en tres categorías, estáticos, semiestáticos y cuasidinámicos, que pasan a describirse a continuación.

En el **método estático**, la curva de probabilidad de ocurrencia de velocidades de viento en un determinado emplazamiento (equivalente a la duración porcentual estimada para cada intervalo de velocidad), se combina con la curva de funcionamiento de la máquina (que a su vez, equivale a la potencia generada para cada intervalo de velocidad del viento), obteniéndose la curva de probabilidad de potencia producida y a partir de ella, mediante integración, la cantidad de energía producida en el periodo considerado [Zubiaur Ruiz, 1993].

Resulta un método de gran sencillez, de aplicación en estimaciones de tipo general y estudios de sensibilidad (planificación inicial y análisis de oportunidad del proyecto), con el inconveniente de fundamentarse en una curva de potencia idealizada, que ignora los efectos no estacionarios, pérdidas por cambio de dirección o estelas, etc., por lo que no procede su aplicación en fases de mayor exigencia de precisión en los resultados (evaluación del recurso eólico).

En el **método semiestático**, una serie temporal de valores de viento se compara con la curva de funcionamiento de un aerogenerador, obteniéndose una serie temporal de la potencia absorbida y en consecuencia, de la energía generada.

Este método proporciona información valiosa sobre los regímenes de funcionamiento del aerogenerador, incluido el comportamiento para diferentes orientaciones, con el inconveniente, ya citado en el método estático, de basarse en una curva de potencia idealizada [Zubiaur Ruiz, 1993], siendo por tanto de aplicación los mismos comentarios allí efectuados en relación con la precisión y aplicabilidad.

El **método cuasidinámico** emplea una serie temporal de datos de viento como entrada de un modelo numérico de funcionamiento del aerogenerador en cuestión, por lo que es posible una determinación más fiable de la energía producida, teniendo en cuenta los fenómenos derivados de la orientación, así como la incidencia de arranques y paradas, permitiendo en consecuencia la consideración de diferentes opciones en la estrategia de implantación y control de la máquina eólica [Zubiaur Ruiz, 1993] y resultando de aplicación en aquellas fases del proyecto (evaluación de recursos) que necesitan una mayor precisión en los resultados.

En cualquier caso, hablando con la mayor generalidad posible, el valor de la potencia media producida por un aerogenerador, puede expresarse como [Troen y Petersen, 1989]:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} f(v) \cdot P(v) \cdot dv$$

en donde $f(v)$ representa la función de densidad de probabilidad de viento y $P(v)$ es una función que expresa la potencia producida por el aerogenerador para cada velocidad del viento incidente.

Si se ha determinado como función de Weibull la función de densidad de probabilidad de velocidad de viento en el emplazamiento, $f(v)$, la expresión anterior para el valor de la potencia media puede venir expresado de la siguiente manera:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \cdot P(v) \cdot dv$$

La función $P(v)$, cuya representación gráfica se conoce como **curva de potencia** del aerogenerador (fig. A.3.7), es propia y característica de la ingeniería de la máquina, y en general, no responde a una ecuación sencilla que permita la integración mediante cálculo analítico, por lo que debe recurrirse a métodos numéricos.

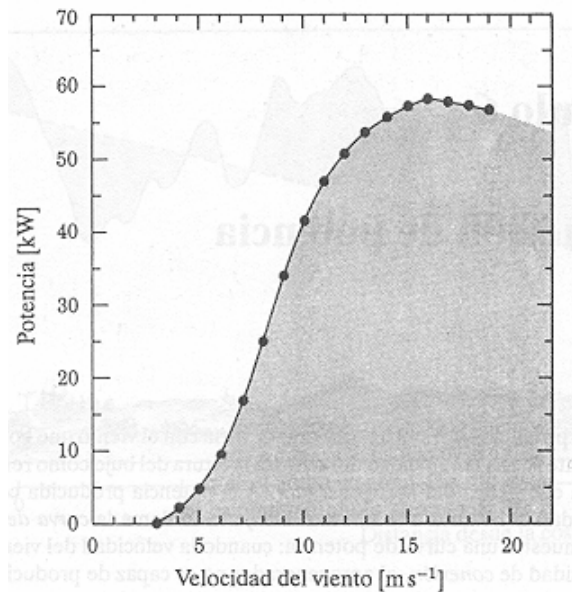


Fig. A.3.7: Curva de potencia de un aerogenerador de 55 kW [Troen y Petersen, 1990]

Como simplificación aceptable, y puesto que la gran mayoría de las curvas de potencia pueden aproximarse razonablemente mediante una función lineal por tramos y con pocos nodos, una curva de potencia puede venir definida como:

$$P(v) = \frac{P_{i+1} - P_i}{v_{i+1} - v_i} \cdot (v - v_i) + P_i$$

donde i es el ordinal del tramo correspondiente con valores de v comprendidos entre v_i y v_{i+1} , con lo que puede obtenerse una solución analítica de la ecuación de la potencia media [Petersen *et al.*, 1981]:

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} \frac{k}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^k} \cdot P(v) \cdot dv = \sum_i \frac{P_{i+1} - P_i}{\alpha_{i+1} - \alpha_i} \cdot [G_k(\alpha_{i+1}) - G_k(\alpha_i)]$$

expresión en la que $\alpha_i = v_i/C$ y la función $G_k(\alpha)$ es $1/k$ veces la función gamma incompleta de argumentos $1/k$ y α^k , función que en la bibliografía [Martín Morillas, 1993] se encuentra tabulada para diferentes valores de k y permite la determinación de la potencia media mediante la aproximación de la curva de potencia como suma de un número reducido de intervalos lineales.

Esta aproximación, lógicamente, introduce errores en la predicción de potencia, tanto mayores cuanto menor sea el ajuste de la función lineal a la curva real de potencia del aerogenerador.

Por suerte, en una gran parte de los aerogeneradores comerciales, la curva de potencia puede linearizarse sencilla y adecuadamente por medio de una rampa entre la velocidad de arranque, v_1 , y la velocidad nominal, v_2 , seguida de una horizontal que finaliza en la velocidad de corte, v_3 . Entonces, la expresión precedente puede simplificarse en la práctica como [Troen y Petersen, 1989]):

$$\bar{P} = \frac{C \cdot P_{\max}}{v_2 - v_1} \cdot \left[G_k\left(\frac{v_2}{C}\right) - G_k\left(\frac{v_1}{C}\right) \right]$$

La eficiencia de un aerogenerador se define como el cociente entre la energía realmente producida por la máquina a una velocidad de viento dada y la energía total disponible que atraviesa el área barrida por el rotor de dicha máquina.

El máximo aprovechamiento de la energía eólica se consigue cuando la eficiencia del aerogenerador alcanza su máximo valor en un punto próximo al máximo de la función de densidad de energía del viento en ese emplazamiento. Expresado de manera más sencilla, para obtener la potencia óptima en un determinado emplazamiento, la curva de eficiencia aerodinámica del aerogenerador debe ser pareja a la de distribución de velocidad del viento en dicho lugar.

Expresando entonces la ecuación precedente en función de la velocidad del viento a la que la eficiencia es máxima según ciertas condiciones de diseño ($v_m = 1,5 \cdot v_1$), se tiene finalmente para la potencia media [Troen y Petersen, 1989]:

$$\bar{P} = \frac{3}{2} \cdot \rho \cdot R_m \cdot A_R \cdot C^3 \cdot \left[\left(\frac{k+2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} - 0,15 \right]^2 \cdot \left[G_k \left(\frac{v_2}{C} \right) - G_k \left(\frac{2 \cdot v_m}{3 \cdot C} \right) \right]$$

en la que los diferentes parámetros se refieren a las características principales de un aerogenerador, el área barrida por el rotor, A_R , el rendimiento máximo, R_m , la velocidad del viento a la que el rendimiento es máximo, v_m , y la velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal, v_2 , además de la densidad del aire, ρ , y los coeficientes de Weibull en el emplazamiento, C y k .

En esta fórmula, y de acuerdo con los autores hasta aquí seguidos, el valor de la velocidad del viento que optimiza la potencia media producida por un aerogenerador en un determinado emplazamiento, viene aproximado con suficiente exactitud por la expresión:

$$v_m = C \cdot \left[\left(\frac{k+2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} - 0,15 \right]$$

Para la optimización de la energía producida por un aerogenerador en un determinado emplazamiento, las modificaciones más sencillas posibles sobre un diseño previo son la variación del ángulo de paso de las palas y la modificación de la velocidad de giro del rotor, con el consiguiente cambio de la relación de multiplicación y del tamaño del generador eléctrico [Peter Hauge Madsen, citado por Troen y Petersen, 1989].

Estos ajustes tienen repercusiones en las cargas soportadas por el aerogenerador, por lo que cualquier modificación en el diseño de una configuración ya existente, debe ir acompañada de las correspondientes revisiones estructurales.

En definitiva, la optimización de un aerogenerador para maximizar su producción en un determinado emplazamiento es fundamentalmente de tipo económico, en la que las mejoras de producción esperadas con los ajustes previstos deben valorarse contrapuestas con el coste de las modificaciones estructurales asociadas que serán necesarias para tal optimización.

Como observación de tipo general a estas observaciones, puede decirse que en regímenes de vientos débiles, las ganancias de producción que se consiguen no son significativas, mientras que pueden alcanzar valores notables con regímenes de vientos fuertes [Troen y Petersen, 1989].

A.3.8. MEDIDA Y REGISTRO DE DATOS DE VIENTO.

La medida de la velocidad instantánea del viento presenta enormes complicaciones en el momento de una aplicación operativa, por lo que en la práctica habitual, la distribución continua del vector velocidad de viento se reemplaza por una distribución discreta formada por los valores medios de la velocidad a lo largo de unos ciertos periodos temporales, periodos cuya duración (años, meses, días, horas) se selecciona en función del destino final que haya de darse a las medidas efectuadas, puesto que

no son iguales las necesidades de precisión y los requisitos de calidad en los trabajos de meteorología, climatología, o estudio energético de los recursos eólicos.

Lógicamente, en el caso concreto de la toma de datos para un eventual aprovechamiento energético del viento, los periodos de muestreo se elegirán de tal manera que resulten energéticamente representativos y sean significativos desde el punto de vista de dicho aprovechamiento [Van der Hoeven, 1957 y Davenport, 1968].

Dicho de otra forma, la elección del periodo de muestreo debe satisfacer las condiciones de definir unívocamente la curva de potencia de un aerogenerador y de ser de aplicabilidad práctica para el análisis de las series de viento disponibles.

De acuerdo con los trabajos realizados en torno a las curvas de potencia obtenidas de diferentes aerogeneradores, existe un periodo umbral de aproximadamente un minuto, por debajo del cual la curva de potencia no se encuentra unívocamente definida [Martín Morillas, 1993].

Por otra parte, cabe recordar que las series de datos de viento inicialmente disponibles para los estudios provenían de observatorios meteorológicos con una serie de anemocinémógrafos de registro continuo sobre bandas de papel, lo que limitaba enormemente las posibilidades de análisis de dichos datos; sin embargo, en la actualidad puede contarse, en muchos casos, con datos de estaciones automáticas con registros en soporte magnético, lo que permite una mayor calidad y precisión en la realización de los estudios del viento.

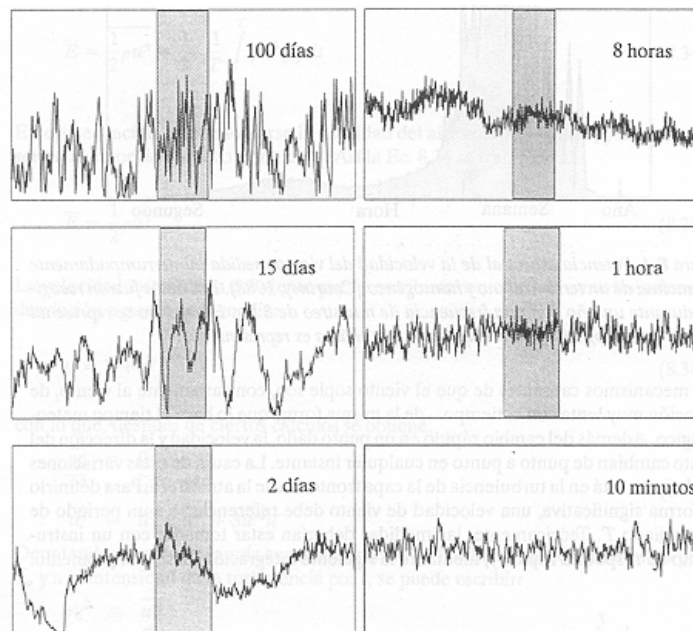


Fig. A.3.8: Velocidad del viento (eje vertical 0-20 m/s) medida en diferentes periodos [Courtney, 1988, citado por Troen *et al.*, 1989]

En cualquier caso, para el análisis de las bandas de viento (fig. A.3.8), debe llegarse a un compromiso respecto al tiempo de muestreo de los valores instantáneos, puesto que incluso la utilización de periodos del orden de un minuto, por la cantidad de datos a manejar (1.440 datos diarios), resulta absolutamente inabordable para la realización en un plazo razonable del análisis de los recursos eólicos.

La elección de periodos de muestreo de diez minutos, implica disponer de los datos diarios de viento representados por 144 puntos, que supone una densidad aceptable y simplifica el análisis de las bandas, si bien introduce un error en el cálculo de la energía disponible.

La determinación de este error muestra que la utilización de los valores medios de periodos de diez minutos en el cálculo del flujo energético, supone desviaciones del orden de un 3%, perfectamente aceptables a la vista de las limitaciones establecidas [Troen y Petersen, 1989].

Procediendo de la misma manera, se comprueba que la adopción de periodos de medida de una hora significa errores de este mismo orden de magnitud, 3%, por lo que se concluye que los análisis de viento para periodos de entre diez minutos y una hora (fig. A.3.9) resultan absolutamente aceptables para el estudio de las posibilidades de su aprovechamiento energético, lo que coincide en la esencia de las propuestas derivadas de los trabajos de Davenport y Van der Hoeven, comentados en el capítulo dedicado a la meteorología del viento (vid. anexo 1, apartado A.1.3).

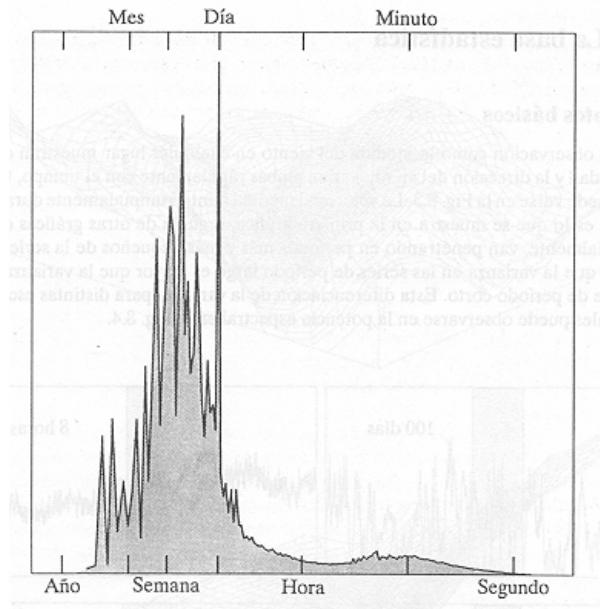


Fig. A.3.9: Potencia espectral de la velocidad del viento (diferenciación de la varianza en distintas escalas temporales) [Courtney, 1988, citado por Troen *et al.*, 1989]

Sin embargo, si los periodos considerados se amplían, utilizando valores de velocidad media del viento en periodos tan dilatados, los errores crecen desmesuradamente, puesto que el factor velocidad entra en los cálculos como una potencia de exponente tres, con lo que hay una clara infravaloración de la potencia aprovechable si se utiliza el cubo de la velocidad media en vez de la media de los cubos de la velocidad.

La relación entre el valor medio de las velocidades instantáneas elevadas al cubo y el cubo de la velocidad media se conoce como **factor de potencia**, k , ya introducido con anterioridad, y a partir de los datos de viento (instantáneos y medios) puede calcularse para cada zona analizada, y representa el coeficiente por el que debe multiplicarse la potencia obtenida a partir de las velocidades medias mensuales del viento para obtener la potencia realmente disponible:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \overline{v^3} = k \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \overline{v}^3$$

A.3.9. MODELOS DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO.

De una manera estricta, los datos de velocidad y dirección de viento medidos en un determinado emplazamiento son únicamente válidos para la determinación de los recursos eólicos en el lugar exacto de su medida.

En consecuencia, se requiere el concurso de algún sistema de conversión de datos que permita su utilización para la caracterización del potencial eólico en un ámbito más extenso que el de la propia estación de medida.

En la evaluación de los recursos eólicos en una zona determinada se presentan habitualmente dos situaciones características bien diferenciadas:

- Conocidos los datos de viento en una estación de medida para un periodo más o menos largo de años, se desea la extrapolación de esas medidas a otros puntos de la misma región (extrapolación horizontal) o a otros niveles o estratos de dicha región (extrapolación vertical).
- Conocidos los datos de viento en una estación de medida durante un periodo temporal reducido, se desea extender esas medidas hasta obtener unos valores representativos de las características eólicas del lugar a largo plazo (extrapolación temporal).

La resolución del primero de los problemas se aborda mediante la modelización física o numérica, mientras que para el segundo acostumbran a utilizarse métodos matemáticos de carácter estadístico.

Además de estos dos aspectos fundamentales, también se trabaja en el desarrollo y perfeccionamiento de modelos para la evaluación de otros aspectos de gran interés energético:

- Predicción de la evolución de las estelas de los aerogeneradores en los parques eólicos, para la consiguiente determinación de las pérdidas energéticas correspondientes.
- Predicción a corto y medio plazo del potencial eólico disponible en un determinado emplazamiento y en consecuencia, de la producción energética de las plantas eólicas esperada en tales periodos.

A.3.10. EVALUACIÓN ESPACIAL DEL POTENCIAL EÓLICO.

En aquellos casos en que los observatorios meteorológicos se encuentran adecuadamente expuestos, en terreno llano, homogéneo y carente de obstáculos, pueden considerarse representativos de amplias zonas con características eólicas similares.

Sin embargo, tan favorables circunstancias para la evaluación espacial del recurso eólico son muy poco habituales y en consecuencia, las estaciones

meteorológicas apenas son representativas de lo que ocurre en su entorno inmediato desde el punto de vista energético.

Dada la importante variabilidad espacial del recurso eólico, los datos de viento obtenidos en los observatorios sólo pueden utilizarse con garantías en la evaluación energética de su entorno más cercano.

Incluso en ausencia de efectos topográficos importantes, las inevitables faltas de homogeneidad en las condiciones superficiales del terreno, afectan de modo significativo a las características del viento [López Tolosa, 1995; Martín Morillas, 1993; Zubiaur Ruiz, 1993].

Por consiguiente, es evidente la necesidad de utilizar técnicas que permitan la evaluación de los efectos de la topografía sobre las condiciones del viento en puntos geográficos diferentes de la propia estación de medida.

En algunas circunstancias particulares y para casos muy sencillos, pueden utilizarse expresiones algébricas que permiten la cuantificación de los efectos topográficos sobre el campo de vientos, si bien en la mayoría de los casos es preciso recurrir a modelos físicos o numéricos.

A.3.10.1. Perturbaciones debidas a pequeños efectos topográficos.

Para una situación determinada, los factores principales de la topografía que afectan al viento son la rugosidad, el resguardo y la orografía.

Las características superficiales del terreno (tipo de suelo, vegetación, obstáculos, desniveles), que se traducen en una reducción de la velocidad del viento en superficie, se designan con el nombre de **rugosidad superficial**.

La rugosidad de una determinada superficie se calcula por la medida y distribución de los elementos rugosos que contiene y para mayor sencillez, los diferentes tipos de terreno se agrupan habitualmente de modo homogéneo en **clases de rugosidad** [Troen y Petersen, 1989].

La rugosidad del terreno acostumbra a parametrizarse mediante una escala de longitud llamada **parámetro de aspereza**, z_0 , que es posible determinar de un modo empírico sencillo mediante la siguiente fórmula [Lettau, 1969]:

$$z_0 = 0,5 \cdot \frac{h \cdot S}{A_H}$$

en la que un elemento rugoso se caracteriza por su altura, h y por la sección que enfrenta al viento, S , además de la densidad de elementos rugosos distribuidos en cierta área, entendida como un área horizontal media, A_H , adjudicable a cada elemento.

Esta relación da muy buenos resultados cuando la densidad, A_H , es mucho mayor que la sección, S , encarada al viento. Si A_H es del mismo orden de magnitud que S , el parámetro de aspereza, z_0 , resulta sobre-estimado; esto sucede porque el flujo tiende a elevarse por encima de los elementos rugosos cuando éstos se encuentran muy próximos entre sí.

La disminución relativa de la velocidad del viento (diferencia entre las velocidades medias antes y después del obstáculo dividida por la velocidad media

antes de dicho obstáculo) a causa de su intercepción por un obstáculo situado en el terreno se designa como **resguardo**. En las proximidades de un obstáculo, entendiendo por proximidad una distancia y una altura comparables a la altura de dicho obstáculo, el **perfil del viento** (variación de su velocidad media a diferentes alturas en un mismo plano vertical) se modifica, reduciéndose la velocidad media y aumentando la turbulencia, tanto delante del obstáculo como, sobre todo, en la estela que sigue la corriente de aire tras él (fig. A.3.10).

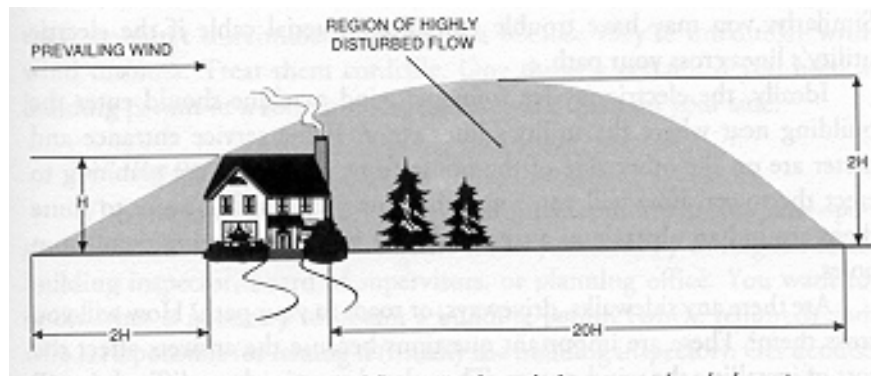


Fig. A.3.10: Zona de flujo perturbado por el efecto de resguardo provocado por un edificio [Gipe, 1993]

La cuantía del efecto del resguardo depende tanto de la forma, porosidad y dimensiones del obstáculo, como de su distancia al punto considerado y de la altura de éste sobre el suelo. A este respecto, pueden consultarse aproximaciones empíricas, válidas tan sólo para obstáculos bidimensionales [Perera, 1981]. En la toma de decisiones para el emplazamiento de los aerogeneradores, al localizarse éstos preferiblemente en áreas despejadas, o, cuando menos, alejadas de obstáculos, este problema es prácticamente inexistente, por lo que no se toma en consideración.

De una manera sencilla y como resumen de tipo práctico para tener en cuenta o no el posible resguardo, puede decirse que en las proximidades de un obstáculo, como puede ser un edificio, el viento está fuertemente afectado por éste y este efecto se extiende verticalmente hasta una altura de unas dos o tres veces la altura del obstáculo, y horizontalmente, siguiendo la corriente de aire, hasta una distancia de unas veinte, treinta e incluso cuarenta veces la altura del obstáculo en cuestión [Gipe, 1993; Troen y Petersen, 1989].

Las peculiaridades de una zona relativas a sus diferentes elevaciones y su distribución, se conocen como la **orografía** de dicho territorio.

Las características del viento y en particular, su velocidad, se ven afectadas por pequeños accidentes orográficos tales como colinas, acantilados, desfiladeros y valles, circunstancias en las que las observaciones [Taylor y Teunissen, 1987; Salmon *et al.*, 1987] ponen de manifiesto importantes cambios en la velocidad del viento con la altura.

De manera particular, cuando el campo de vientos se ve interrumpido por una elevación del terreno, se origina un incremento de velocidad sobre dicha elevación, de tal manera que a una determinada altitud, la velocidad del viento sobre el obstáculo es mayor que la que posee corriente arriba del mismo (fig. A.3.11).

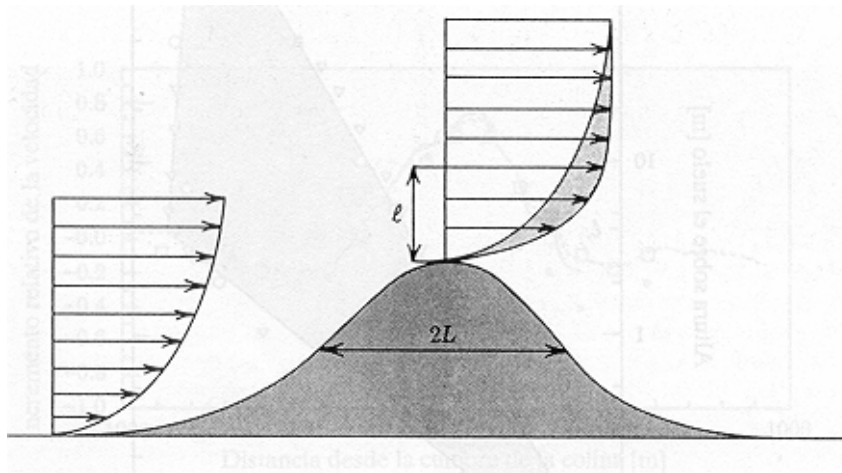


Fig. A.3.11: Flujo eólico a lo largo de una colina con los perfiles verticales corriente arriba y en la cima [Troen y Petersen, 1989]

Para algunos casos sencillos de perturbaciones bidimensionales del campo de vientos puede utilizarse una solución analítica que describe el comportamiento de dos capas de viento que se solapan a una altura l (altura del máximo incremento relativo de la velocidad) sobre determinado obstáculo. Para la capa superior, a una altura $z > l$, el incremento de velocidad con respecto a la velocidad del viento a la misma altura pero corriente arriba, puede expresarse como [Jackson y Hunt, 1975]:

$$\Delta v_r(z) = \frac{\Delta v(z)}{v(z)} = \sigma(x, z) \cdot \frac{h}{L} \cdot \frac{\ln \frac{L}{z_0}}{\ln \frac{l}{z_0}}$$

en la que $\sigma(x, z)$ es función de la forma del accidente del relieve, h su altura y L una longitud característica equivalente a la mitad de su longitud lateral (paralela a la dirección del viento) medida a la mitad de su altura (fig. 2.23), mientras que z_0 es la longitud de rugosidad superficial del terreno.

Por ejemplo, en una colina bidimensional de sección aproximadamente triangular en la dirección del viento, para una altura $z > l$, puede utilizarse la expresión:

$$\Delta v_r(z) \cong \gamma \cdot \frac{h}{L}$$

en la que γ tiene valores comprendidos entre 3 y 4,5 [Zubiaur, 1993].

En la capa inferior, a una altura $z < l$, la perturbación de la velocidad sigue un perfil logarítmico. La altura a la que tiene lugar la separación de ambas capas puede determinarse con la expresión [Jensen *et al.*, 1984]:

$$l \cong 0,3 \cdot z_0 \cdot \left(\frac{L}{z_0} \right)^{0,67}$$

Estas fórmulas aproximadas funcionan bien cuando la dimensión de la colina perpendicular a la dirección del viento es mayor que la longitud característica, L , circunstancia en la que el problema se puede considerar bidimensional [Troen y Petersen, 1989]

La mayor parte de las veces, es muy difícil –cuando no imposible– la utilización de las aproximaciones presentadas en este apartado, teniendo obligatoriamente que recurrir a la aplicación de un modelo numérico para la realización de los cálculos.

A.3.10.2. Modelización física.

La modelización física consiste en la utilización del túnel de viento para la evaluación del flujo de aire sobre modelos a escala de la topografía, los obstáculos o los propios aerogeneradores.

Pese a la aplicación cuidadosa de la teoría de modelos, el hecho de que las maquetas o modelos utilizados sean varios órdenes de magnitud más pequeños que la realidad, no garantiza el que todos los resultados obtenidos sean extrapolables.

La modelización física puede emplearse razonablemente cuando la región modelada no supere unas pocas decenas de kilómetros, la porción de la atmósfera sea solamente de unos centenares de metros sobre el terreno y la capa límite sea neutra o inestable. Además, las dimensiones verticales de los accidentes del relieve deben ser inferiores a la profundidad de la **capa límite atmosférica**, capa de la atmósfera en la que son observables las transferencias turbulentas de calor y cantidad de movimiento [Zubiaur, 1993].

Este método resulta de difícil utilización e inabordable para la mayoría de los eventuales usuarios, lo que unido a la incertidumbre de los resultados que se obtienen, hace que esté prácticamente en desuso.

A.3.10.3. Modelización numérica.

Este tipo de modelos trata de encontrar soluciones para las ecuaciones que describen el movimiento del aire en la atmósfera y sus interacciones con la superficie, por lo que en último término, la exactitud en la aplicación del modelado numérico dependerá de la calidad y cantidad de datos de entrada que se empleen, así como de la validez de las hipótesis y formulaciones matemáticas.

Las ecuaciones que describen el movimiento del aire en la atmósfera son las que corresponden a un fluido viscoso y compresible en un campo gravitatorio. En consecuencia, la variación temporal del vector velocidad puede expresarse de la siguiente manera [Zubiaur, 1993]:

$$\frac{d\bar{v}}{dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \nabla p - \bar{g} - \bar{f}_c + \bar{f}_v$$

donde además de la densidad, ρ , el gradiente de presión, ∇p , y la atracción gravitatoria, g , se toman en consideración los efectos de la aceleración de Coriolis, f_c y de la viscosidad, f_v .

Además de esta ecuación vectorial, han de cumplirse las ecuaciones de conservación de la masa, de la energía y del vapor de agua en la atmósfera.

El encontrar una solución para el sistema formado por las seis ecuaciones anteriores en un volumen dado de la atmósfera resulta difícilmente factible, por lo que se recurre a efectuar diferentes simplificaciones.

Una de las simplificaciones de mayor difusión y uso es aquella en la que se obtiene un campo de vientos cuya única condición es el cumplimiento de la ecuación de continuidad. Los modelos que se basan en esta hipótesis se conocen como **modelos de conservación de la masa** (mass-consistent models).

Para el desarrollo de un modelo de conservación de la masa, se parte del conjunto de las observaciones de viento en la zona a analizar y se efectúa, mediante un criterio de interpolación, una estimación inicial del campo de vientos en una malla tridimensional que cubra la región en cuestión [Sherman, 1978].

Este campo inicial se ajusta mediante un proceso iterativo en cada punto de la red tridimensional, hasta obtener un campo de vientos, $\bar{v}(u, v, w)$, que satisface la ecuación de conservación de la masa :

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \cdot \bar{v}) = 0$$

En los puntos próximos a la superficie terrestre, se obliga al vector viento a ser paralelo a la superficie terrestre y se asume además una densidad constante del aire, con lo que el conjunto de ecuaciones iniciales queda reducido a:

$$\text{div } \bar{v} = 0$$

Todos los cálculos se realizan en un volumen de control cuyos límites inferiores vienen determinados por la topografía del terreno.

Con respecto a la utilización de los modelos de conservación de la masa, cabe señalar los siguientes aspectos a tener bien presentes [Zubiaur, 1993]:

- las datos de viento utilizados como entrada deben proceder de una red de observatorios lo suficientemente densa como para dar una idea general de las características del flujo a través de la región modelizada.
- deben utilizarse únicamente si la resolución de la malla es suficiente para definir los grandes rasgos de la topografía de la región en estudio.
- de aparecer efectos no debidos a la topografía, de una escala menor a la de la región modelizada, se requiere utilizar una red de observaciones de mayor densidad que la inicialmente planteada.
- la región modelizada debe incluir todos los accidentes topográficos relevantes para el flujo del viento en la región.

- el empleo de unas condiciones de contorno de suficiente homogeneidad, favorece la obtención de buenos resultados, por ejemplo, en el caso del estudio de islas.

Este tipo de modelos describe adecuadamente el campo de vientos en aquellos casos en los que el factor dominante es la topografía, obteniéndose entonces buenos resultados en valor promedio anual, que reproducen las mismas características de los datos de entrada y permiten la valoración cualitativa de unas zonas frente a otras.

El tiempo de computación requerido por estos modelos no es excesivamente grande, con la ventaja de poder utilizar datos de varios observatorios y obtener resultados de gran linealidad.

Cabe objetar que este tipo de modelo considera únicamente la ecuación de conservación de la masa y que, además, los resultados obtenidos en la simulación corresponden únicamente a valores promedio de celda y no reflejan rasgos topográficos de menor escala.

Por estos inconvenientes, los modelos de conservación de la masa presentan importantes limitaciones cuando aparecen efectos de estratificación de la atmósfera, fenómenos de separación de flujo, pendientes muy acusadas o manifestaciones de turbulencia, tanto en terrenos sencillos como en topografías complejas.

Con el fin de soslayar estas limitaciones, se trabaja en el desarrollo de modelos numéricos avanzados, que tomen también en consideración las ecuaciones del movimiento y sean capaces de predecir zonas de recirculación y efectos de estratificación. Estos modelos se conocen como **modelos de Navier-Stokes en tres dimensiones** (3D N-S) y, por el momento, los grandes tiempos de computación que requieren los hacen no operativos [Zubiaur Ruiz, 1993].

Un caso particular de los modelos numéricos lo constituye el conocido como **Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP)**, desarrollado entre 1981 y 1989 por el Risø National Laboratory de Dinamarca bajo los auspicios de la Comisión de las Comunidades Europeas para la elaboración del Atlas Eólico Europeo.

A.3.10.4. El modelo WASP.

Las conocidas como “crisis del petróleo” ocurridas en 1973 y 1979, con el petróleo como elemento clave desencadenante, dieron lugar a una crisis energética que desembocó en crisis económica generalizada, con el hundimiento del sistema de valores e instituciones hasta entonces establecido.

A principios de la década de los 80, ante las incertidumbres y nuevas inquietudes despertadas por esta situación, y entre otras muchas medidas tendentes a la racionalización energética y redefinición de estrategias energéticas, la Comisión de las Comunidades Europeas promovió la realización del Atlas Eólico Europeo, desarrollado, como se ha dicho, por el Risø National Laboratory de Dinamarca.

Por su indudable interés, así como por su utilización generalizada en el ámbito del aprovechamiento energético de los recursos eólicos, en los párrafos que siguen se describe someramente este particular modelo numérico.

El concepto de Atlas Eólico consiste en el uso de un conjunto de modelos numéricos para corregir los datos de viento medidos en un determinado emplazamiento, seguido de un análisis de estos datos ya corregidos en términos de sus distribuciones de frecuencia [Troen y Petersen, 1989].

Los datos de viento realmente obtenidos se transforman en los datos de velocidad y dirección que se habrían medido en ese mismo emplazamiento (a 10, 20, 25, 50, 100 y 200 m de altura sobre el nivel del suelo) en el supuesto de que la estación de medida estuviese en un terreno llano y homogéneo, carente de cualquier obstáculo en sus alrededores. Con estas transformaciones se pretende “liberar” a los datos de viento de las influencias de la topografía local, para que resulten “regionalmente representativos” [Troen y Petersen, 1989].

En principio, la corrección pretendida puede llevarse a cabo tanto en la base de datos de las series temporales (transformando todas y cada una de las medidas de viento tomadas en el emplazamiento), como en la distribución de frecuencias en dicho emplazamiento (mediante la transformación adecuada), corrección ésta en la que se basa este modelo.

Los fundamentos meteorológicos en los que se basa el modelo *WAsP*, definidos como leyes de semejanza en la capa superficial y leyes de arrastre geostrófico, se resumen a continuación [Troen y Petersen, 1989; Zubiaur Ruiz, 1993].

A.3.10.4.1. Leyes de semejanza en la capa superficial.

La capa de la atmósfera más cercana a la superficie terrestre, conocida como **capa fronteriza de la atmósfera** o capa límite planetaria (planet boundary layer, PBL), tiene un espesor a partir del nivel del suelo que oscila entre los 100 m de altura en noches claras con vientos flojos y se eleva a más de 2 km en los días de verano con buen tiempo. La parte inferior de esta capa se conoce como **capa superficial de la atmósfera**, y se le asigna habitualmente un espesor del 10% del total de la capa fronteriza [Troen y Petersen, 1989].

En lo que respecta a las posibilidades de aprovechamiento de la energía eólica, no se tienen en cuenta situaciones con vientos bajos (velocidades inferiores a tres metros por segundo), tomándose únicamente en consideración aquellas situaciones meteorológicas en las que la capa fronteriza alcanza en torno a 1 km de altura sobre el nivel del suelo y, en consecuencia, la capa superficial ocupa sus 100 m más próximos a la superficie terrestre, encontrándose en ella valores altos de la velocidad del viento [Troen y Petersen, 1989].

En estos casos, sobre un terreno llano y razonablemente homogéneo, en el rango de esta capa superficial y para vientos fuertes, el perfil vertical de la velocidad del viento se puede modelar utilizando la ley logarítmica:

$$v(z) = \frac{v_0}{\kappa} \cdot \ln \frac{z}{z_0}$$

en la que $v(z)$ es la velocidad del viento a una altura z sobre el nivel del suelo, z_0 es el parámetro de aspereza superficial, κ es la constante de von Karman (con valor 0,40 en este caso) y v_0 es la llamada velocidad de rozamiento, relacionada con la tensión superficial τ por la siguiente definición, en la que ρ es la densidad del aire:

$$|\tau| = \rho \cdot v_0^2$$

En el caso de vientos moderados, el perfil vertical del viento no se ajusta al modelo logarítmico por encima de unas pocas decenas de metros sobre el nivel del suelo. Las desviaciones que aparecen son debidas a las fuerzas de empuje en la turbulencia dinámica; la rugosidad ya no es la característica más importante de la superficie, sino que ha de complementarse con los parámetros necesarios para describir el flujo de calor en superficie. Con el enfriamiento nocturno de la superficie del suelo, la turbulencia disminuye y el perfil vertical del viento presenta un rápido crecimiento con la altura; por la misma razón, el calentamiento diurno aumenta la turbulencia del aire y mantiene más constante y con menos variaciones el perfil vertical del viento. Para la definición de estos perfiles verticales más generales, se utiliza la expresión:

$$v(z) = \frac{v_0}{\kappa} \cdot \left[\ln \frac{z}{z_0} - \psi \left(\frac{z}{\lambda} \right) \right]$$

en la que ψ es una función empírica [Businger, 1973; Dyer, 1974] y el nuevo parámetro introducido en esta expresión, λ , es la llamada longitud de Monin-Obukhov:

$$\lambda = \frac{T_0}{\kappa \cdot g} \cdot \frac{c_p \cdot v_0^3}{H_0}$$

donde T_0 y H_0 son respectivamente la temperatura absoluta y el flujo de calor en superficie, c_p es el calor específico del aire a presión constante y g es la aceleración de la gravedad.

En los estudios para el aprovechamiento de la energía eólica es habitual no tomar en consideración las modificaciones del perfil logarítmico vertical del viento debidas a las variaciones en la estabilidad atmosférica. La razón de esta simplificación es la poca importancia relativa que, desde un punto de vista energético, tienen los valores bajos de la velocidad del viento.

Sin embargo y a pesar de esta circunstancia, en el modelo *WAsP* se tienen en cuenta estas modificaciones, considerándolas pequeñas perturbaciones alrededor de una estratificación atmosférica neutra o estable, expresando el estado de estratificación de la atmósfera como una expansión de primer orden de un estado neutro debida al flujo de calor en superficie [Troen y Petersen, 1989].

A.3.10.4.2. Ley de arrastre geostrófico.

Puede considerarse que los vientos en la capa fronteriza de la atmósfera son consecuencia de las diferencias de presión causadas principalmente por la actividad meteorológica sinóptica (la meteorología sinóptica es la que analiza los movimientos de conjunto de la atmósfera), es decir, por el paso consecutivo de sistemas de altas y bajas presiones.

Puesto que la estructura de la capa fronteriza presenta características que se traducen en una rápida respuesta a los cambios de presión, puede establecerse un equilibrio entre el gradiente de las fuerzas de presión, las fuerzas debidas a la aceleración de Coriolis y las fuerzas de rozamiento en la superficie terrestre.

Este balance se puede explicar teóricamente bajo condiciones ideales estacionarias, homogéneas y barotrópicas (gradiente de presión constante en todo el espesor de la capa fronteriza) y de hecho fue descrito [Rossby y Montgomery, 1935] para una situación de estabilidad neutra (también llamada estratificación estable o estratificación neutra) y expresado como una relación entre la velocidad de rozamiento en la superficie, v_0 , y el llamado **viento geostrófico**, G , relación conocida como ley de resistencia aerodinámica geostrófica o **ley de arrastre geostrófico**:

$$G = \frac{v_0}{\kappa} \sqrt{\left(\ln \frac{v_0}{f_c \cdot z_0} - \alpha \right)^2 + \beta^2}$$

$$\text{sen} \varphi = - \frac{\beta \cdot v_0}{\kappa \cdot G}$$

donde φ es el ángulo que forma el viento en superficie con el geostrófico, f_c el parámetro de Coriolis, y α y β son constantes empíricas, que toman valores respectivos de 1.8 y 4.5 para atmósfera neutra. El **viento geostrófico** (viento hipotético, no perturbado por las particularidades del suelo) puede calcularse a partir del gradiente de presión en superficie y su valor acostumbra a ser muy parecido al de la velocidad del viento observado con radiosondas por encima de la capa fronteriza [Troen y Petersen, 1989].

Esta ley de resistencia aerodinámica geostrófica puede también aplicarse en casos de estratificación no neutra, tomándose entonces las constantes α y β como funciones de un parámetro de estabilidad, μ , definido como:

$$\mu = \frac{\kappa \cdot v_0}{f_c \cdot \lambda}$$

con los mismos significados de las incógnitas que han sido anteriormente presentados [Troen y Petersen, 1989].

A.3.10.4.3. El complemento de los modelos simplificados.

Además de fundamentar las bases teóricas en las leyes anteriormente descritas, para tener en cuenta la falta de homogeneidad del terreno y posibilitar el análisis estadístico resulta imprescindible la utilización de unas hipótesis simplificadas, que adquieren la categoría de modelos matemáticos auxiliares del modelo principal.

Estos modelos que, como se ha dicho, se utilizan para tener en cuenta las irregularidades del suelo y su consiguiente influencia sobre los datos de viento, complementan al ya citado modelo de estratificación estable (semejanza en la capa superficial y arrastre geostrófico), y son los que siguen:

El **modelo de cambio de rugosidad** tiene en cuenta las heterogeneidades del suelo, que modifican los valores del parámetro de aspereza o rugosidad superficial según las direcciones de las que sopla el viento.

Tiene en cuenta que los valores de la tensión superficial y del viento en superficie son, evidentemente, función de las peculiaridades de la superficie, pero que las alteraciones que ésta introduce desaparecen a una cierta distancia de la causa de la distorsión, debido a la tendencia de la capa fronteriza atmosférica a encontrar un equilibrio entre las fuerzas del gradiente bórico y las de rozamiento.

Como en el caso, anteriormente comentado, de la corrección de la estratificación estable para situaciones de estratificación no neutra, se considera que las diferencias introducidas son pequeñas perturbaciones alrededor de una estratificación neutra, se construye un modelo simple que, en este caso, asume un comportamiento asintótico, y se elige una distancia de 10 km como la necesaria para la recuperación del equilibrio [Troen y Petersen, 1989].

El **modelo de resguardo**, de alguna manera complementario del de cambio de rugosidad, asume que en las proximidades de un obstáculo concreto (entendiendo por proximidad una distancia y altura comparables al tamaño del obstáculo), se modifica el perfil del viento, especialmente en la estela que deja la corriente, a una distancia en la dirección de la corriente menor que cinco veces la altura del obstáculo, y hasta una altura menor que la del doble del obstáculo.

El análisis se lleva a cabo tratando los obstáculos como objetos aislados bidimensionales y de longitud semi-infinita, calculando el efecto conjunto protector o resguardante y modelando posteriormente el déficit de mezcla de momento en la cola de la estela [Troen y Petersen, 1989].

El **modelo orográfico** se utiliza para corregir los datos de viento en función de las faltas de homogeneidad (diferencias de altura) del terreno que circunda el punto objeto de análisis.

Se basa en diversos trabajos de análisis del flujo de aire a través de colinas [Jackson y Hunt, 1975], mejorados con la utilización de representaciones polares y la ampliación de la resolución en un contorno con escalas horizontales del orden de decenas de kilómetros, por ser las distancias de entre 10 y 50 km las de interés en estos casos.

Al no ser éste el objeto principal de este trabajo, se remite al "European Wind Atlas" [Troen y Petersen, 1989] como documento de referencia, tanto para el detalle de los modelos aplicados, como para las particularidades de aplicación del modelo *WASP* en su conjunto.

De una manera esquemática puede concluirse diciendo que el modelo parte de una hipótesis (fundamentada en el conocimiento del terreno) para asignar el valor del parámetro de aspereza superficial, z_0 , y que con este dato de partida y con las medidas de viento a una determinada altura z , puede obtener el valor de la velocidad de rozamiento, v_0 , y en consecuencia, el viento geostrófico, G , hipotético viento no perturbado, anteriormente definido.

Entonces, aceptando este mismo valor para el viento geostrófico en otro punto y siguiendo el camino inverso, se deducen las características del viento de superficie en dicho punto objeto de nuestro interés, del que se conocen los obstáculos, rugosidad y relieve.

Este modelo presenta como indudables ventajas su facilidad de uso, la necesidad de un solo observatorio y el buen tratamiento que da a los efectos provocados por obstáculos, cambios de rugosidad y topografías sencillas.

Como inconveniente principal, hay que destacar también, paradójicamente, su facilidad de uso, por el riesgo que supone ante la eventual impericia del operador,

puesto que al asumir en el cálculo valores por defecto (“default data”), el modelo genera resultados incluso con datos incorrectos que hubiese introducido el usuario.

Otros defectos de este modelo son que se fundamenta en la asunción de distribuciones de Weibull para el viento (lo que no siempre es cierto); que es incapaz de predecir efectos de separación de flujo; y que no tiene en cuenta los efectos de la estabilidad ni de las variaciones diarias o estacionales del viento, por lo que puede dar lugar a resultados erróneos en topografías complejas, en las que difícilmente se cumple la ecuación de equilibrio geostrófico [Zubiaur y Martín, 1993].

Pese a ello, es una herramienta abundantemente utilizada en el análisis energético de recursos eólicos, si bien debe limitarse su uso a topografías no excesivamente complejas, procediendo en todo caso a una cuidadosa depuración de los datos, especialmente en lo referente a los obstáculos y a la rugosidad superficial.

A.3.11. EVALUACIÓN TEMPORAL DEL POTENCIAL EÓLICO.

Otro aspecto de interés en el estudio de los recursos eólicos, es la posibilidad de proceder a una estimación del régimen de vientos a largo plazo en determinado lugar, partiendo de las medidas efectuadas en un periodo reducido de tiempo, habitualmente un máximo de un año.

La evaluación para estudios climáticos de los valores medios de las variables meteorológicas en un determinado emplazamiento se efectúa, por regla general, para periodos muy amplios, del orden de 20 o 30 años.

Las peculiaridades que van asociadas a la medida del viento, básicamente la necesidad de una buena exposición y la ausencia de obstáculos, por una parte; y el mantenimiento de las mismas condiciones de medida a lo largo del tiempo, por otra, hacen que resulte muy difícil encontrar observatorios meteorológicos que reúnan estas condiciones. Por esta razón, suelen admitirse como suficientes periodos de tan sólo 10 o 15 años.

En cualquier caso, los observatorios meteorológicos son, en su gran mayoría, típicamente urbanos, por lo que resultan muy poco adecuados para unas medidas de viento que ofrezcan cierta garantía, especialmente cuando la finalidad de las mismas se orienta al aprovechamiento energético.

De manera parecida, los datos meteorológicos recogidos en los faros, en general, de forma manual y mediante estimaciones de los torreros, ofrecen muy poca fiabilidad de cara a la evaluación de recursos eólicos.

Por el contrario, los observatorios de los aeropuertos suelen disponer de registros históricos que alcanzan la calidad suficiente para su utilización en el estudio de las posibilidades de aprovechamiento energético de los recursos eólicos.

En definitiva, es muy difícil contar con datos fiables a largo plazo de cara al posible aprovechamiento energético de recursos eólicos en determinado emplazamiento, incluso aunque éste se encuentre en las proximidades de un observatorio meteorológico.

Un caso característico que requiere la extrapolación temporal de datos es aquél en el que se necesita efectuar la estimación a largo plazo del recurso eólico existente en determinado emplazamiento, emplazamiento en el que se estudian las posibilidades de llevar a cabo una instalación eólica de aprovechamiento energético.

Para realizar esta estimación, en general, se puede disponer de la siguiente información:

- Medidas de viento en el emplazamiento a evaluar, de poca extensión temporal, con un mínimo ideal de un año, si bien habitualmente alcanzan no más de nueve meses.
- Medidas de viento simultáneas con las anteriores, registradas en un observatorio utilizado como referencia.
- Medidas históricas (al menos de diez años) recogidas en el citado observatorio de referencia. Hay que ser extremadamente crítico, asegurándose de que las condiciones de medida en el observatorio no hayan sido modificadas, pues es habitual encontrarse con cambios en el emplazamiento, variaciones en la altura de medición, aparición y desaparición de obstáculos, etc.

El método más usual para llevar a cabo la extrapolación temporal de los datos es el que se designa como **MCP**, correspondiente a **measure-correlate-predict** (que puede traducirse como medición-correlación-extrapolación) [Derrick, 1993].

Este modelo se fundamenta en establecer la correlación de las medidas efectuadas en el emplazamiento a evaluar con las registradas en el observatorio de referencia durante el periodo simultáneo de medida. Encontrada esta correlación, puede procederse a la extrapolación de los datos de dicho observatorio de referencia, proyectándolos en el emplazamiento objeto de estudio.

Para establecer la correlación entre los datos de un emplazamiento que cuenta con un periodo corto de medidas (entre un mes y un año), y los referentes a periodos largos (varios años) obtenidos en un observatorio que se utiliza como referencia y del que se poseen medidas simultáneas con las del emplazamiento en cuestión, se emplean los siguientes métodos [Zubiaur Ruiz, 1993]:

- Método proporcional:

$$\bar{v}_l = \bar{v}_c \cdot \frac{\bar{v}_{0l}}{\bar{v}_{0c}}$$

- Método aditivo:

$$\bar{v}_l = \bar{v}_{0l} + (\bar{v}_c - \bar{v}_{0c})$$

- Método aditivo modificado:

$$\bar{v}_l = \bar{v}_{0l} + \delta \cdot (\bar{v}_c - \bar{v}_{0c}) \cdot \frac{\sigma_{ob}}{\sigma_t}$$

expresiones en las que v_l y v_c corresponden a los valores medios de la velocidad del viento en el lugar considerado, a largo y corto plazo, respectivamente, v_{0l} y v_{0c} tienen el mismo significado, pero referidos al observatorio de referencia, δ representa el factor de correlación y σ_{ob} y σ_t indican las desviaciones típicas de los valores observados y del total de valores de referencia.

Para que estos métodos resulten efectivos, debe contarse con una elevada correlación espacial de los valores medios entre el emplazamiento en estudio y el observatorio de referencia, entendiendo como tal correlación espacial la similitud de los pares de valores velocidad-dirección del viento en observaciones que puedan considerarse efectuadas al mismo tiempo; a este respecto es preciso tener en cuenta la pérdida de coherencia lateral en el campo de vientos con el aumento de la distancia entre los puntos de observación.

En este sentido, y de una manera aproximada, para obtener una correlación razonablemente buena a distancias de unos 40 m, los tiempos de observación deben ser del orden del minuto, mientras que para separaciones en el rango del kilómetro, deben utilizarse valores medios horarios, y entre observatorios que estén separados unos 50 km, la correlación deberá llevarse a cabo con velocidades medias diarias. Es decir, para obtener una correlación razonablemente buena entre dos observatorios separados unos pocos kilómetros, deberá establecerse la correlación con valores medios horarios. Para distancias de decenas de kilómetros se efectuará la correlación con velocidades medias diarias [Zubiaur Ruiz, 1993].

Para periodos de observación de hasta una hora (valores medios obtenidos cada hora o en intervalos menores), pueden efectuarse las correlaciones de las velocidades distinguiendo, además, las diferentes direcciones del viento. Esta sectorización direccional del análisis aporta normalmente más información y más interesante.

Por contra, si las velocidades que se utilizan son medias diarias, el concepto de una dirección media del viento en el periodo de medida, pierde todo sentido. En este caso, el análisis puede complementarse con una clasificación de las velocidades basada en criterios relacionados con la situación meteorológica sinóptica en la zona, es decir, analizando los movimientos de conjunto de la atmósfera, o, lo que es lo mismo, haciendo referencia al paso consecutivo de sistemas de altas y bajas presiones en el ámbito que se estudia.

A.3.12. CONCLUSIONES PARTICULARES.

Los diferentes modelos de evaluación del potencial eólico se utilizan frecuentemente en el análisis de este tipo de recursos energéticos, y puede decirse que, en general, si se parte de unos buenos datos de entrada y los modelos se emplean en sus correspondientes rangos de validez, los resultados que se obtienen son cualitativamente buenos.

Sin embargo, la extrapolación espacial de las medidas registradas en un determinado emplazamiento presenta notorias incertidumbres, sea cual sea el modelo utilizado. Esta situación se agrava en el caso de estudiarse topografías complejas [Zubiaur and Martín, 1993].

Por otra parte, la variabilidad temporal del viento desde el punto de vista energético puede llegar a superar en más de un 30% los valores de la energía media contenida en el viento entre una década y otra, como se verificó mediante el análisis de las series temporales registradas en la estación meteorológica de Hesselø (Dinamarca) entre los años 1873 y 1982 (fig. A.312). Por otra parte, en este estudio se observó la gran similitud entre la energía media contenida en el viento en los años setenta y la media para el periodo 1873-1982, si bien no se consideró prudente establecer de momento algún tipo de conclusiones al respecto [Larsen *et al.*, 1988].

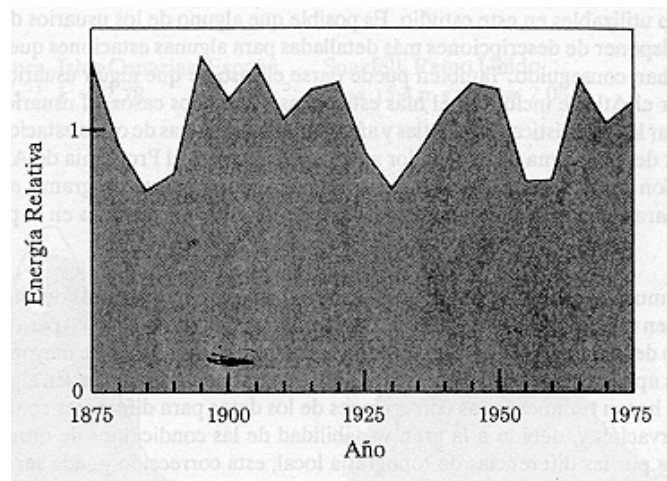


Fig. A.3.12: Energía media contenida en el viento para distintos periodos consecutivos de cinco años [Larsen *et al.*, 1988]

Advirtiendo también sobre la variabilidad temporal de la energía que puede extraerse del viento, el análisis temporal del valor esperado de la energía extraíble por un aerogenerador con el rotor a 45 m de altura sobre el nivel del suelo durante un periodo de 22 años, concluye que la variación interanual de potencia corresponde a un valor relativo medio de la desviación típica del orden del 13% [Petersen *et al.*, 1981].

Por estas razones la mejor decisión para el análisis y tratamiento de datos eólicos consiste en la de realización de campañas de medida en las zonas de posible interés, complementando los datos así recogidos con la posterior aplicación de métodos de correlación y extrapolación, tanto espacial como temporal.

En todo caso, por tanto, se trata de una de las principales, si no la principal, parcelas de incertidumbre o riesgo de un proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos y como tal debe tratarse usando, en este caso, las metodologías y técnicas que se han introducido aquí.

Anexo 4

Aspectos económicos.

A.4.1. ESTRUCTURA DE COSTES DE UN PARQUE EÓLICO.

Aun con las significativas variantes de todo tipo que es posible encontrar en el desarrollo de un parque eólico, los principales agentes implicados en el mismo pueden resumirse en:

- promotores
- proyectistas
- financiadores
- constructores de obra civil
- fabricantes de aerogeneradores
- fabricantes de equipos eléctricos
- fabricantes de equipos de comunicación y transmisión de datos
- fabricantes de sistemas informáticos de monitorización del parque eólico
- instaladores de aerogeneradores
- instaladores de equipos eléctricos
- instaladores de equipos de comunicación y transmisión de datos
- instaladores de sistemas informáticos de monitorización del parque eólico
- mantenedores de aerogeneradores
- mantenedores de infraestructuras y equipos eléctricos
- mantenedores de equipos de comunicación y transmisión de datos
- mantenedores de sistemas informáticos de monitorización del parque eólico
- mantenedores de las instalaciones comunes del parque eólico
- operadores del conjunto de las instalaciones
- gestores y administradores del parque eólico

Algunas de las figuras enunciadas pueden, y de hecho, acostumbran, a entrecruzarse y superponerse: así ocurre con promotor y proyectista, fabricante e instalador de aerogeneradores o mantenedor y operador de las instalaciones, entre otras posibles variantes.

En definitiva, con un criterio generalista, los agentes principalmente significativos en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos pueden reducirse a los siguientes:

- promotor y proyectista
- financiador
- constructor de obra civil
- fabricante, instalador y mantenedor de aerogeneradores
- fabricante de equipos eléctricos
- fabricante de equipos de comunicación y transmisión de datos
- fabricante de sistemas informáticos de monitorización del parque eólico
- instalador-mantenedor de las infraestructuras y equipos eléctricos
- instalador-mantenedor de equipos de comunicación y transmisión de datos
- instalador-mantenedor del sistema informático de monitorización
- mantenedores de las instalaciones comunes del parque eólico
- operadores del conjunto de las instalaciones
- gestores y administradores del parque eólico

Por último, y conforme a la importancia relativa que juega en el conjunto del proyecto cada uno de los diferentes agentes, el número significativo de éstos puede limitarse a los que siguen:

- promotor y proyectista
- financiador
- constructor de obra civil
- fabricante, instalador y mantenedor de aerogeneradores
- fabricantes de otros equipos
- instalador-mantenedor de otros equipos
- mantenedor, operador, gestor y administrador del parque eólico

Conviene aquí reseñar las principales modalidades, al menos, que acostumbran a presentarse en los esquemas básicos del desarrollo y financiación de los parques eólicos, bien entendido que entre las tres tipificaciones que se comentan, son también significativas las otras variantes que es posible encontrar en el mercado.

El primero de los casos que se presentan corresponde al que puede designarse como “promotor puro”. En este esquema el promotor asume el riesgo de identificación del emplazamiento, de evaluación del recurso eólico, de diseño del proyecto de aprovechamiento, de gestión de permisos, licencias y autorizaciones, de desarrollo y construcción del proyecto. Durante la fase de contratación de suministros y construcción de las instalaciones, el promotor cuenta con la colaboración de un agente financiero que corre con los gastos asociados a esta etapa. Una vez el proyecto se acerca a su puesta en marcha, con todas las garantías y permisos, se presenta a los mercados financieros, buscando su cobertura bajo la figura de financiación por proyecto (“project finance”). Recuperada la inversión, con una lógica y sustanciosa

prima al riesgo asumido (costes de desarrollo o comisión de promoción), el promotor dispone de nuevo de fondos para acometer una nueva inversión.

En el otro extremo se encuentra aquél promotor que identifica un proyecto que entiende viable y lo ofrece a los mercados financieros para su desarrollo, siendo el agente financiero el que pasa a asumir todos los riesgos inherentes al desarrollo y puesta en operación del proyecto.

Una figura intermedia es aquella en la que un fabricante de aerogeneradores asume a la vez la figura de promotor, tratando de definir proyectos en los que se implanten sus máquinas, contando con la participación de financiación ajena para el desarrollo de tales proyectos.

En cualquiera de los casos presentados, así como en el resto de los diferentes casos posibles, y con independencia de los necesarios ajustes a cada situación concreta, el de las inversiones requeridas para el desarrollo de un parque eólico, desde el momento inicial de su concepción hasta su puesta en marcha, es, sin duda, un aspecto de singular importancia. No menos importantes son los costes de operación y mantenimiento, que junto con aquéllos definirán la rentabilidad de las instalaciones y, en definitiva, el coste de la electricidad generada a lo largo de la vida útil del parque eólico.

A fin de poder efectuar una aproximación realista a los aspectos económicos vinculados a un parque eólico, se presentan a continuación unas cifras que pueden ser consideradas como referencia de razonable realismo y validez, elaboradas a finales del año 2002 a partir de los datos obtenidos de diferentes instalaciones llevadas a término en España en el periodo 1999-2001 [Lara Coira, M., 2002]. Las cifras resultantes se complementan con los parámetros de inversión y explotación más recientes a los que se ha podido tener acceso [Asociación Eólica de Galicia (AEGA), 2005; Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 2005].

Como datos básicos de referencia, determinados a partir de los diversos valores obtenidos de las diferentes instalaciones analizadas, se utilizarán los de un parque eólico tipo constituido por 50 aerogeneradores de 600 kW, con rotor de 44 m de diámetro (1.520 m² de área barrida) sobre una torre de 40 m de altura, con un total de 30 MW instalados y una producción esperada en año medio de 85.800 MWh/año, lo que equivale a un factor de utilización de 2.860 h/año (factor de capacidad del 32,7%).

La generación de electricidad tiene lugar en el nivel de 400 V, con una primera transformación a 20 kV, y las instalaciones cuentan con una red colectora a 20 kV que evacúa la electricidad generada a la red eléctrica general de 132 kV por medio de una subestación y una línea dedicada de un máximo de 10 km.

A.4.1.1. Costes de construcción de un parque eólico.

Por ser el caso que, en general, supone mayores costes pero también al que se le pueden exigir mayores garantías, se analiza el supuesto de construcción en la modalidad "llave en mano", incluyéndose en tal concepto los costes de evaluación del recurso eólico, del estudio de viabilidad técnica, ambiental y económica, de la ingeniería básica y de detalle, de la gestión de autorizaciones, permisos y licencias, de las contrataciones, gestión de seguros, dirección de obra y puesta en marcha, así como la negociación de la financiación necesaria. Se entiende que, una vez construido y puesto en marcha satisfactoriamente, se procede a la refinanciación del parque eólico para su entrega y explotación por una empresa diferente de la que lo construyó.

CONCEPTO	COSTE	%
Aerogeneradores, incluso montaje	20.864.870 €	54,8
Obra civil	2.252.430 €	5,9
Instalaciones eléctricas	2.955.640 €	7,8
Subestación	1.304.430 €	3,4
Intereses durante la construcción	1.230.220 €	3,2
Comisión préstamo construcción	461.210 €	1,2
<u>Costes de interconexión</u>	<u>1.354.350 €</u>	<u>3,6</u>
Total costes de construcción [1]	30.423.150 €	79,9
Costes de desarrollo (comisión de promoción)	3.211.360 €	8,4
Impuestos y asesoría legal	132.890 €	0,4
Licencias y permisos	918.360 €	2,4
Derechos de ocupación durante 30 años	689.810 €	1,8
<u>Imprevistos (5% costes obra civil)</u>	<u>112.620 €</u>	<u>0,3</u>
Total costes de desarrollo [2]	5.065.040 €	13,3
TOTAL COSTE DEL PROYECTO [1+2=3]	35.488.190 €	93,2
Comisión apertura préstamo refinanciación	354.640 €	0,9
Pago principal e intereses	1.447.630 €	3,8
Circulante explotación (sesenta días)	219.320 €	0,6
Hipoteca y otras comisiones	132.890 €	0,4
Otros gastos bancarios	24.180 €	0,1
<u>Honorarios agentes financieros</u>	<u>407.490 €</u>	<u>1,1</u>
Total costes de refinanciación [4]	2.586.150 €	6,8
TOTAL IMPORTE DE LA INVERSIÓN [3+4=5]	38.074.340 €	100,0

En relación con los valores del mercado en este sector para esta clase de aerogenerador, el coste específico por máquina, expresado, como es habitual, en coste por kilovatio instalado y coste por superficie barrida por el rotor (en este caso, 695,50 €/kW, y 275,50 €/m², respectivamente) resulta claramente competitivo ante valores promedio de 700 €/kW y 276 €/m² [European Commision, 1999; BTM Consult ApS, 2002].

De la misma manera, un coste final de la construcción [1] de 1.014,11 €/kW, incluyendo los costes financieros de la construcción, es muy competitivo.

Al considerar otros costes asociados a la construcción (proyectos, licencias, expropiaciones, etc. [2]), la tasa resultante es de 1.182,94 €/kW [3], que al añadir otros gastos (préstamos, asesoría, etc. [4]) llevan a un coste final de 1.269,14 €/kW [5], siendo razonable en el contexto europeo en las mismas fechas un coste final en torno a 1.200 €/kW [European Commision, 1999; BTM Consult ApS, 2002].

Un reciente estudio al que se ha tenido acceso (mayo 2005) considera un parque eólico tipo de 23,2 MW, configurado con 35 aerogeneradores de 663 kW de potencia unitaria y un factor de utilización de 2.830 h/año. Con estas condiciones, el coste de construcción se eleva a 993,18 €/kW [Asociación Eólica de Galicia (AEGA), 2005]. Por su parte, el Plan de Energías Renovables (agosto 2005) establece un coste de construcción de 937 €/kW para un parque eólico de 25 MW y 2.350 h/año de factor de utilización [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 2005].

A.4.1.2. Costes de operación de un parque eólico.

De manera similar a la efectuada para los costes de inversión, y con referencia al mismo parque eólico, se analizan los costes de explotación bajo la hipótesis de su contratación a terceros, incluyéndose en el alcance todos los gastos, suministros y repuestos asociados a la operación, servicio, mantenimiento y reparaciones de las instalaciones, así como los arrendamientos, seguros e impuestos.

<u>CONCEPTO</u>	<u>COSTE</u>	<u>%</u>
Gestión, operación, mantenimiento y administración, incluyendo líneas de transmisión y subestación, servicio y reparaciones	158.140 €/año	15,6
<u>Mantenimiento de aerogeneradores</u>	<u>386.840 €/año</u>	<u>38,2</u>
Total gestión, operación y mantenimiento básico de las instalaciones [1]	544.980 €/año	53,9
Otras reparaciones, consumibles, repuestos y subcontrataciones	13.210 €/año	1,3
Gastos reparac. líneas transporte (desde el año 2)	50.450 €/año	5,0
Gastos reparac. subestación (desde el año 5)	4.290 €/año	0,4
<u>Prima mensual garantía producción (0.2104 c€/kWh) .</u>	<u>180.520 €/año</u>	<u>17,8</u>
Total [2]	793.450 €/año	78,4
Consumo de electricidad (8.6125 c€/kWh)	17.980 €/año	1,8
<u>Seguros</u>	<u>92.050 €/año</u>	<u>9,1</u>
Total [3]	903.480 €/año	89,3
Impuesto de actividades económicas	27.870 €/año	2,8
Gastos varios	1.690 €/año	0,2
Otros alquileres de terrenos	19.810 €/año	2,0
<u>Otros costes de operación (teléfono, asesoría, etc.)</u>	<u>15.920 €/año</u>	<u>1,6</u>
Total [4]	968.770 €/año	95,8
Imprevistos (5% costes operación, <u>excluidos terrenos y seguros</u>)	<u>42.850 €/año</u>	<u>4,2</u>
Total gestión, operación, servicio y mantenimiento [5]	1.011.620 €/año	100,0

La cifra propuesta para la gestión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones básicas (excluidos los aerogeneradores) asume un valor específico con respecto a la producción media esperada de 0,1843 c€/kWh, que no es tan elevado como pudiera suponerse, puesto que incluye todos los costes de reposición y consumibles que pudiesen ser necesarios para el mantenimiento básico.

Añadiendo a esta cifra la cantidad prevista para el mantenimiento de los aerogeneradores (0,4509 c€/kWh), el coste total de gestión, operación y mantenimiento básico de las instalaciones [1] es de 0,6352 c€/kWh, cantidad muy razonable por las consideraciones anteriores. Esta cantidad se eleva hasta los 0,9248 c€/kWh si se incluye el coste de consumibles, repuestos y subcontratos, y otros gastos previsibles, entre los que cabe destacar el pago de una prima mensual si se obtiene la producción mínima previamente acordada [2].

Al tener en cuenta el coste de los seguros de operación y el consumo propio de electricidad, el coste específico [3] aumenta hasta 1,0530 c€/kWh. Si se añaden los costes de licencias, asesoría y administración (además de una pequeña partida para eventuales alquileres), la cantidad que resulta [4] es 1,1291 c€/kWh.

Por último, sumando el importe previsto para imprevistos, el coste específico total de operación de las instalaciones [5] es de 1,1790 c€/kWh, ligeramente alto pero todavía aceptable, considerándose como referencia tasas entre 0,6 y 1,5 c€/kWh, con una tendencia a medio plazo hacia valores de 0,85 c€/kWh en la gama de 600 kW [European Commission, 1999; BTM Consult ApS, 2002].

En el estudio anteriormente citado (mayo 2005) que considera un parque eólico tipo de 23,2 MW, configurado con 35 aerogeneradores de 663 kW de potencia unitaria y cuyo factor de utilización es de 2.830 h/año, los costes de explotación se elevan a 23,98 €/kW o, lo que es equivalente, 0,85 c€/kWh producido [Asociación Eólica de Galicia (AEGA), 2005]. En el también citado Plan de Energías Renovables (agosto 2005) se establece un coste de explotación de 1,51 c€/kWh para un parque eólico de 25 MW y 2.350 h/año de factor de utilización [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 2005].

A.4.2. ACCIONES DE APOYO AL SECTOR EÓLICO.

“En el contexto de la campaña de desarrollo presentada en el *Libro Blanco para una Estrategia Comunitaria y Plan de Acción en el Campo de las Fuentes Renovables de Energía*, la Comisión Europea propone apoyar la instalación de 10.000 MW en Parques Eólicos. Estos parques representan el 25% del total de penetración de la energía eólica en el horizonte del año 2010. Se supone que no se necesitará financiación pública para los restantes 30.000 MW, siempre y cuando se garantice el adecuado acceso a las redes europeas de electricidad” [Christos Papoutsis, responsable de Energía en la Comisión Europea, 1999].

En las páginas que siguen se recoge la revisión de las distintas acciones de apoyo y acompañamiento al sector eólico instrumentadas en el ámbito de la Unión Europea para facilitar su desarrollo.

Entendiendo que la proximidad facilitaría una mejor comprensión, este trabajo se estructuró dividido en dos grandes apartados. En el primero de ellos se analizan las medidas llevadas a cabo en España, con particular atención al caso de la Comunidad Autónoma de Galicia, mientras que en el segundo se revisan las de otros países de la Unión Europea; en concreto, de Alemania, Dinamarca y Reino Unido.

Para ello se procedió al análisis de la diversa documentación disponible al respecto, que al final de este trabajo se relaciona, además de toda aquella otra información adicional o complementaria -que de ser el caso, en su lugar se cita- que pudiese permitir un mejor análisis al contar con un mayor número de noticias y datos sobre los asuntos evaluados.

A.4.2.1. Medidas de apoyo y acompañamiento al sector eólico en España.

El desarrollo de estrategias para el ahorro y diversificación de las fuentes energéticas fue desencadenado en 1973 por la situación en Oriente Medio, con la llamada primera crisis del petróleo, que obligó a los políticos a reconocer que los recursos energéticos basados en los combustibles fósiles eran limitados, y de que una parte muy importante de las reservas mundiales de petróleo y gas estaban situadas en áreas políticamente

inestables. Como resultado, en varios países se dispusieron fondos para el establecimiento de diversos supuestos que permitiesen afrontar el desafío energético.

La segunda crisis del petróleo, en el período 1979-80, vio elevarse los precios del petróleo a tales niveles que, entre otras muchas consecuencias, se reforzó la voluntad política de reducir el consumo de energía y desarrollar las fuentes de energía renovables.

En España, y como parte de la estrategia general, el Gobierno promovió el establecimiento de distintas medidas de racionalización del consumo de energía y de diversificación energética. La *Ley 82/1980, de Conservación de la Energía*, puede considerarse como el verdadero punto de partida de esta materia en España. En particular, el Gobierno de España respaldó el desarrollo tecnológico y la progresiva utilización de energías renovables con el diseño de un plan nacional con objetivos específicos para cada tipo de fuente energética.

El Ministerio de Industria y Energía estableció las directrices de la política energética [entre otras, Ministerio de Industria y Energía, 1981; id., 1982; id., 1985] que posteriormente se desarrollaron en conjunción entre el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) y los Gobiernos de las diversas Comunidades Autónomas.

Los sujetos que se configuran como objetivos básicos de estos programas son la energía y su relación con la inversión y ayuda públicas, y se han definido una serie de acciones y actividades prioritarias para lograrlos.

La política de apoyo a las energías renovables se estructuró en tres fases [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 1995a]:

- 1986, Primer Plan de Energías Renovables (PER-86)
- 1989, Segundo Plan de Energías Renovables (PER-89)
- 1991, Programa de Energías Renovables para el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PER-PAEE, 1991-2000)

Del seguimiento y evaluación por parte del Ministerio de Industria de los resultados del PER-86 (1986-88) y PER-89 (1988-90), se obtuvo que la contribución de las energías renovables al balance de energía primaria se incrementó en 336 ktep/año, que sumados a los existentes en 1985 elevaron la oferta de energías renovables hasta 2.353 ktep/año a finales de 1990 [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 1995a].

Esta cifra representó en torno al 2,7% del total de energía primaria generada en España, sin tener en cuenta las centrales hidráulicas de más de 5 MW de potencia instalada, mientras que las inversiones en este período superaron los 44.000 millones de pesetas (264 millones de euros).

Como consecuencia de los buenos resultados alcanzados, en la elaboración del *Plan Energético Nacional 1991-2000* [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 1995a], se tuvieron muy en cuenta las importantes posibilidades que ofrecía el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables en el diseño del balance energético español.

El Plan Energético Nacional, P.E.N. 1991-2000, incluye el *Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (P.A.E.E.)*, que define la estrategia para el uso eficaz de la energía y la utilización de las energías renovables. El *Programa de Energías Renovables (P.E.R.)*, incluido en el P.A.E.E., consideraba un incremento en la

contribución al balance de energía primaria de 480 miles de tep anuales, con unas inversiones en el periodo de cerca de 79.000 millones de pesetas (475 millones de euros) [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 1995a].

La evolución experimentada en el sector llevó a que las previsiones del Programa de Energías Renovables para el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética indicasen que en el año 2010 más del 12% del total del consumo de energía primaria en España sería aportado por fuentes energéticas renovables, consiguiéndose en el período 1999-2010 una diversificación energética adicional de 9.525.000 tep/año, con una potencia instalada de 11.499 MW y una producción de 37.745 GWh/año, de acuerdo con el *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España* [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 2000a].

La revisión más reciente, designada como *Plan de Energías Renovables* y aprobada el 26 de agosto del 2005, prevé una participación de las energías renovables en el año 2010 equivalente al 12,1% del consumo de energía primaria previsto en España en ese año (167,1 Mtep), además de una producción eléctrica con fuentes renovables del 30,3% del consumo bruto de electricidad y un consumo de biocarburantes del 5,83% del consumo de gasolinas y gasóleos en el transporte en dicho año horizonte. Esto supondrá una diversificación energética adicional en el periodo 2005-2010 de 10,5 Mtep, con una nueva potencia instalada de 15.462 MW, de los cuales 12 GW serán eólicos [Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005].

Desde 1986 y con el estímulo del PER-86, la energía eólica se ha ido desarrollando en España con paso firme. Ha avanzado desde la localización de los emplazamientos óptimos para los primeros parques eólicos de 300 kW hasta la actual situación de puesta en marcha de proyectos de 100 MW. En 1986, se fabricaban aerogeneradores de 30 kW; en 1990 los prototipos españoles eran de 150 kW; en 1994 la fabricación nacional ofrecía unidades de 330 kW; en el año 2003 los aerogeneradores españoles de 1.200 kW ya contaban con una importante andadura comercial; y, ahora mismo, se comercializan generadores diseñados y construidos en España de 2 MW con rotores de 90 m de diámetro.

Las previsiones del mercado eólico en España eran muy optimistas, puesto que mientras que las expectativas de crecimiento establecidas en el PAEE iban de una potencia instalada de 7 MW en 1990 a 168 MW en el año 2000, esta cifra fue revisada al alza al alcanzarse los 834 MW de potencia instalada en aprovechamientos eólicos a finales de 1998. Pues bien, las expectativas actuales son todavía más optimistas, ya que la última previsión consideraba para el periodo 1999-2010 un incremento en la potencia instalada de 8.140 MW hasta alcanzarse los 13 GW en el año 2010, y en el actual plan 2005-2010 se pretenden instalar 12 GW para finalizar con 20.155 MW eólicos instalados en dicho año 2010.

En lo que respecta a la Comunidad Autónoma de Galicia, las previsiones apuntaban para el periodo 1999-2010 a la instalación de 2.268 MW adicionales, con lo que se alcanzarían los 2.500 MW instalados en aprovechamientos eólicos en el año horizonte. Actualmente se encuentran en funcionamiento 2.114 MW de un total de 4.369 MW ya autorizados, y están pendientes de autorización otros 2.500 MW con lo que la potencia eólica instalada en Galicia podría elevarse hasta los 6.869 MW en el año 2010, el 34% de la potencia eólica prevista en España a finales de dicho año.

Hasta conseguir llegar a estas significativas cifras, el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y el desarrollo de sus aplicaciones en Galicia, aunque enmarcado en la estrategia de los planes nacionales, ha venido definido y condicionado por las propias peculiaridades regionales.

Históricamente, y además del apoyo institucional regulado por las disposiciones de tipo general emanadas del gobierno central, la Xunta de Galicia instrumentó diversos medios para apoyar el desarrollo de instalaciones de aprovechamiento de recursos renovables. Con estas ayudas, se llevaron a cabo numerosos estudios, y se ejecutaron diversas instalaciones hidroeléctricas, eólicas, termosolares, fotovoltaicas, de aprovechamiento de biomasa, y de generación de biogás.

El aprovechamiento de la energía eólica en Galicia para producir electricidad se inició en los años ochenta con la instalación de una serie de aerogeneradores de pequeña potencia en áreas costeras y emplazamientos favorables del interior.

En esta época, también se avanzó en la recopilación de datos históricos de viento, procedentes de estaciones meteorológicas, aeropuertos y faros, además de instalarse en diferentes lugares varias estaciones anemométricas con la finalidad específica de evaluar el potencial local.

El inicio en Galicia del desarrollo de aprovechamientos eólicos de cierta entidad tuvo lugar en 1987 con la entrada en servicio del Parque Eólico de Estaca de Bares, compuesto por doce máquinas de 30 kW. Este parque se financió con las aportaciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), la Xunta de Galicia y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), y contó con subvenciones del Gobierno Central y del Gobierno de la Comunidad Autónoma.

A finales de 1989 entraron en servicio en Cabo Vilano sendos aerogeneradores comerciales de 100 y 200 kW de potencia unitaria. Esta instalación representó el inicio de un parque eólico complejo, que se fue completando con un prototipo de aerogenerador de 1.200 kW de potencia en 1990, y veinte máquinas de 150 kW de potencia unitaria a principios de 1992. Estas instalaciones recibieron también subvenciones del gobierno español, así como de la Comisión Europea a través de diferentes programas de ayudas a la investigación y el desarrollo de parques eólicos.

Es importante destacar el importante papel dinamizador jugado en estas inversiones por la aportación de fondos estructurales de la Unión Europea a través del *Programa de Intervención Comunitaria VALOREN (Valoración de Recursos Energéticos Endógenos)*, que colaboraron así de manera fundamental en el desarrollo tecnológico español.

En lo que respecta a la evaluación de los recursos, a partir del año 1990, y de forma sistemática, se desarrolló un proyecto de carácter transnacional, subvencionado en el marco del *Programa Joule* de la Comisión Europea, proyecto que trataba de cuantificar aquellas zonas del mapa eólico gallego que por su singularidad pudiesen presentar características de especial interés para su aprovechamiento energético.

Como proyecto singular en el ámbito de la energía eólica en Galicia, se desarrolló entre 1992 y 1993 un estudio sobre el impacto ambiental del Parque Eólico de Cabo Vilano, que incluía un estudio de opinión sobre su aceptación social, realizado entre los habitantes de las poblaciones circundantes. Este trabajo recibió ayudas del Gobierno Central y de la Administración Autonómica.

También por esas fechas, y promovidas por la iniciativa privada, se iniciaron campañas de medida y evaluación del potencial eólico en diversos puntos del territorio gallego. Estas actuaciones, junto con las tuteladas por la administración gallega, permitieron contar a finales de 1993 con una buena definición de las posibilidades de aprovechamiento de la energía del viento en una región que *a priori* presentaba excelentes expectativas.

En efecto, en esas fechas, y de acuerdo con los estudios y aproximaciones al tema llevados a cabo hasta ese momento, se estimaron unas posibilidades de

desarrollo inmediato de unos 150 MW, con una producción media esperada del orden de 395 GWh/año.

El potencial de aprovechamiento de la energía de los vientos en Galicia se estableció en una cifra del orden de 1.000 MW de potencia instalada, con producciones del orden de 2.700 GWh/año, técnica y económicamente realizables a largo plazo, mientras que con rigurosos criterios ambientales, se admitía la posibilidad de llevar a cabo a medio plazo la instalación de 500 MW, con una producción anual de unos 1.340 GWh, y una inversión de más de 80.000 millones de pesetas (480 millones de euros).

Con todo este bagaje, ante el desinterés y falta de receptividad de los interlocutores nacionales, más interesados en promover actuaciones en otras regiones, se decidió presentar en la *Jornadas Europeas de Energía Eólica* (que se celebraron en el Puerto de Santa María –Cádiz– en noviembre de 1993), una ponencia que destacase las posibilidades de desarrollo de los aprovechamientos eólicos en Galicia, con la finalidad de atraer la atención de los diversos agentes actuantes en el negocio eólico a esta región.

Esta estrategia, además de actuar como revulsivo en el sector eólico nacional, tuvo un éxito inmediato; como resumen, a un apacible mes de marzo de 1994, con los proyectos de dos parques eólicos (Endesa, con 16,5 MW y Ecotècnia, con 15 MW), siguió la perplejidad de más de una docena en el mes de septiembre, con cerca de 260 MW a instalar, y hasta un total de veintitrés proyectos con más de 500 MW de potencia prevista a finales de diciembre.

El nerviosismo por tomar posiciones en el ámbito gallego hizo crisis en los primeros meses de 1995 y, así, el panorama previo se completó en la primavera de 1995, con un total de treinta y tres solicitudes que sumaban algo más de 850 MW, ¡¡¡sin contar con los 600 MW que decía ya tener en cartera Gamesa Eólica!!!

Ya por estas fechas una atractiva idea estaba acabando de perfilarse en el gobierno gallego: el desmesurado interés por los aprovechamientos eólicos en Galicia y el exceso de oferta por los promotores exigía una intervención y ordenación de los recursos desde la Administración, incrementando a la vez las posibilidades de satisfacer, al menos en parte, las exigencias industriales regionales.

Y así, en el mes de julio de 1995 vio la luz una disposición de la Xunta de Galicia (*Decreto 205/1995, de 6 de julio, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en Galicia* [Xunta de Galicia, 1995a]) que, básicamente, vinculaba las autorizaciones para los proyectos de aprovechamientos eólicos a las propuestas de desarrollo de planes industriales asociados en la región.

A la vez, las tremendas posibilidades de implantación desveladas con las solicitudes llevaron a la Dirección General de Industria de la Xunta de Galicia a preparar un documento que, con especial énfasis en los aspectos ambientales, estableciese una ordenación del territorio desde el punto de vista de los aprovechamientos eólicos, con el fin de facilitar el trabajo tanto de los promotores como de la propia Administración en el importante desarrollo que se adivinaba para los parques eólicos.

De una manera oficial, dos años después de presentarse la ponencia en las Jornadas Europeas, en el mes de noviembre de 1995, la Consellería de Industria de la Xunta de Galicia presentó el "*Plan Energético de Galicia*", en el que se preveía la implantación de 500 MW hasta el año 2005 [Xunta de Galicia, 1995b].

Estas importantes expectativas se vieron ampliamente superadas apenas quince días después, con la presentación por parte de la misma Consellería de Industria del

“*Plan Eólico de Galicia*”, que admitiendo unas mayores posibilidades de aprovechamiento de los recursos eólicos, fijaba en nada menos que 5.500 MW instalados el objetivo a alcanzar en el periodo 1995-2010 [Xunta de Galicia, 1995c].

En el marco hasta aquí referido, y al amparo del citado *Decreto 205/1995, de 6 de julio, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Galicia*, diferentes empresas solicitaron y obtuvieron la aprobación de sus respectivos Planes Eólicos Estratégicos, a desarrollar en un plazo máximo de diez años, es decir, en el periodo 1996-2005.

El inicio del análisis de los diferentes proyectos evidenció la carencia de la infraestructura necesaria para la evacuación de la energía eléctrica que habrían de generar los parques eólicos, así como la imposibilidad de resolver tal situación en un plazo breve y, en consecuencia, de llevar a cabo el plan eólico previsto.

Por ello, ante el conflicto creado entre los diferentes promotores y la desigualdad de oportunidades entre los mismos, la Dirección General de Industria de la Xunta de Galicia se vio obligada a dictar la *Resolución de 5 de noviembre de 1996*, por la que, tras los acuerdos alcanzados con los promotores, las empresas eléctricas, y el operador de la red de transporte, se fijaba el número de parques eólicos y potencias a autorizar en una primera fase de actuación [Xunta de Galicia, 1996].

Con esta disposición se reducía en unas dos terceras partes la previsión de potencia aprobada en los planes eólicos estratégicos, restableciéndose así las razonables propuestas iniciales de un desarrollo previsible del aprovechamiento de los recursos eólicos en Galicia en torno a los 1.000 MW.

Una serie de actuaciones sobre la infraestructura eléctrica existente, definidas en el *Acuerdo Marco de Colaboración entre la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia y Red Eléctrica de España, S.A., para el Desarrollo de Actuaciones en Materia de Transporte de Energía Eléctrica y Gestión del Sistema Eléctrico en la Comunidad Autónoma de Galicia*, suscrito el 29 de julio de 1997 y ya en marcha [Xunta de Galicia, 1997a], permitió afrontar la posibilidad de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica a partir del año 2000, tanto de los promotores ya autorizados como de los nuevos promotores que presentaron planes eólicos *a posteriori* que, en cualquier caso, debían acogerse a alguno de los siete planes industriales propuestos por los primeros promotores arriba mencionados, es decir, deberían instalar aerogeneradores Bazán-Bonus, Desa, Ecotècnia, Gamesa, Kenetech, Made o Nordtank.

Finalmente, como medida complementaria, pero de gran importancia para la pronta solución de las tramitaciones administrativas en el ámbito municipal, debe destacarse el *Acuerdo del Consello de la Xunta de Galicia de 1 de octubre de 1997, por el que se aprueba el Plan Eólico de Galicia como proyecto sectorial de incidencia supramunicipal* [Xunta de Galicia, 1997b], acuerdo por el que el planeamiento urbanístico de los municipios afectados por el proyecto de un parque eólico concreto queda vinculado a las determinaciones contenidas en el correspondiente Proyecto Sectorial, no requiriéndose autorización urbanística previa para las instalaciones incluidas en el proyecto en cuestión.

Con estas medidas, y como anteriormente quedó indicado, las actuales previsiones de desarrollo en Galicia consideran para el periodo 2005-2010 un incremento en la potencia eólica instalada de 4.755 MW, con lo que se alcanzarían los 6.869 MW instalados en aprovechamientos eólicos, el 34% de los 20.155 MW de potencia eólica prevista en España a finales del año 2010 en el Plan de Energías Renovables preparado por el Ministerio de Industria y Energía.

Como resumen, las medidas de apoyo y acompañamiento implantadas en España, y, por tanto, de aplicación en Galicia para el desarrollo de los aprovechamientos de recursos eólicos, han sido:

- Dotación de fondos públicos para programas de investigación de recursos.
- Dotación de fondos públicos para proyectos de demostración.
- Subvenciones directas al coste de instalación.
- Incentivos financieros (préstamos a tasas de interés reducidas).
- Dotación de fondos públicos para proyectos de planificación energética.
- Dotación de fondos públicos para proyectos de planificación eólica.
- Medidas legislativas de ordenación del territorio.
- Medidas legislativas de simplificación de trámites administrativos.
- Actuaciones administrativas para facilitar la evacuación de energía eléctrica.

Conviene aclarar que, en la mayor parte de los casos, las ayudas no se establecían mediante disposiciones específicas, sino que se acogían a líneas de ayuda de ámbito más general, tales como disposiciones para la racionalización energética en la industria y en las administraciones locales, etc.

Por otra parte, en la mayor parte de los trabajos iniciales (evaluación de recursos, estudios previos, acciones de promoción) se recurrió a la empresa de capital público GESTENGA (Gestión Energética de Galicia, S.A.), quien los llevaba a cabo ya con sus propios medios, ya mediante contratos de colaboración con otras empresas y entidades, públicas y privadas.

A.4.2.2. Medidas de apoyo y acompañamiento al sector eólico en la Unión Europea

El desarrollo de los aprovechamientos eólicos en Europa se inició a finales de la década de los años 70. Este desarrollo recibió apoyo de programas específicos de los diferentes estados miembros, así como de programas propios de la Unión Europea (Joule, Thermie, Valoren, Altener).

Los sistemas más corrientes de apoyar el desarrollo de los aprovechamientos eólicos, son:

- Fondos públicos de programas de investigación y desarrollo.
- Subvenciones directas para la instalación de aerogeneradores.
- Petición pública de ofertas (Reino Unido).
- Precio fijado y subvencionado para la electricidad entregada a la red pública (Alemania y Dinamarca).

El modelo de precios regulados ha demostrado ser el camino de mayor éxito para crear un desarrollo dinámico del mercado, así como empresas sólidas y empleo firme.

Los proyectos de desarrollo y demostración de tecnologías eólicas, así como su penetración en los mercados, han sido apoyados desde mediados de los años 70, tanto por los gobiernos nacionales como por la propia Comisión Europea. Los primeros programas *Joule* y *Thermie* se iniciaron en 1978, y han continuado en la forma de programas quinquenales.

También, en varios países miembros de la Unión Europea, se prepararon programas de apoyo. Se utilizaron muchos modelos diferentes, y tanto el nivel como la continuidad del apoyo han diferido de manera considerable en el tiempo y de un país a otro. Los modelos más comunes de estimulación del mercado eólico, han sido:

- Dotación de fondos públicos para programas de investigación y desarrollo.
- Dotación de fondos públicos para proyectos de demostración.
- Subvenciones directas al coste de instalación (porcentaje de la inversión o cantidad por kW instalado).
- Subvención vía prima al precio de la electricidad generada (una cantidad por kWh entregado a la red).
- Incentivos financieros (préstamos especiales, tasas de interés reducidas, etc.).
- Incentivos vía impuestos (p.e. depreciación favorable, amortización libre).

Los fondos públicos para investigación, desarrollo y demostración de tecnologías eólicas, han sido los medios más extendidos de estimulación del mercado eólico en el ámbito de la Unión Europea.

La subvención directa a la inversión privada se utilizó para crear mercados para la energía eólica, estableciendo a la vez una nueva industria. Este modelo se utilizó por primera vez en Dinamarca en 1979. El programa ofrecía inicialmente una subvención del 30% de los costes de inversión y duró diez años, con porcentajes decrecientes, finalizando con un 10% en 1989. Desde entonces se aplicaron modelos similares en Holanda, Suecia y Alemania (en este caso, en el ámbito de los *Länder*). El modelo holandés se basó en una cantidad por kilovatio instalado y en ciertos condicionantes técnicos basados en la relación entre el área barrida y la potencia.

Para la estimulación del mercado se han utilizado, en otros casos, precios bonificados para la electricidad generada en aprovechamientos eólicos. El uso más significativo de este modelo se llevó a cabo en Alemania, con la entrada en vigor en enero de 1991 de la ley que obligaba a las compañías eléctricas a pagar la electricidad de origen eólico al 90% del precio de la electricidad al consumidor final (aproximadamente DEM 0,167 = ECU 0,0835 = ESP 13,89). En paralelo se inició el programa "250 MW", mediante el que se apoyó a ciertos propietarios de aerogeneradores vía pago por energía generada (inicialmente 0,08 DEM/kWh = 0,04 ECU = 6,7 ESP y rebajado después a 0,06 DEM/kWh). Estas subvenciones se limitaban a 10 años, y el receptor se obligaba a informar del comportamiento de las aeroturbinas. Este modelo resultó ser de gran éxito, y se aplicó con ligeras variantes en Holanda, Suecia y España. En Italia se utilizó un modelo basado en un precio bonificado vinculado a una autorización previa. El modelo utilizado en el Reino Unido (conocido como *Non-Fossil Fuel Obligation*, o NFFO), también se basa en un precio bonificado, pero los proyectos se aprueban tras un proceso de selección de ofertas, lo que significa que existe competencia para conseguir estos contratos, cuya duración se extiende durante quince años [European Commission, 1998; Lara Coira, 2001a].

También se han utilizado incentivos financieros en forma de préstamos a bajo interés, cuyo mejor ejemplo es Alemania, donde los propietarios de aerogeneradores podían conseguir créditos al mismo tipo de interés utilizado para la financiación de equipamiento agrícola. En la primera mitad de los 80, en Dinamarca se podían conseguir créditos inmobiliarios para los aerogeneradores, lo que propició la instalación de muchos de los primeros aerogeneradores en comunidades rurales de propietarios, cooperativas agropecuarias y granjas de propietarios individuales. El préstamo para el aerogenerador (considerado en este esquema como bien inmueble) formaba parte del total de la propiedad, que necesariamente incluía así la planta eólica de generación eléctrica [European Commision, 1998; Lara Coira, 2001a].

A menudo se ha utilizado una mezcla de incentivos para el desarrollo de los aprovechamientos eólicos. En Dinamarca, por ejemplo, el paquete incluía un precio bonificado para la electricidad, una subvención para la inversión y una reducción de impuestos (en particular, para las cooperativas). Mezclas de incentivos se aplicaron también en Alemania y en Suecia [European Commision, 1998; Lara Coira, 2001a].

Los incentivos económicos no tienen sentido por sí mismos. El marco institucional general debe también prepararse a fin de asegurar el éxito en el desarrollo de los aprovechamientos eólicos. Los aspectos que procuran este marco favorable son:

- El trabajo de organismos nacionales en la aprobación y certificación de aerogeneradores.
- La planificación cuidadosa de la implantación de aerogeneradores, evitando crear objeciones u oposición por parte de los habitantes de áreas próximas.
- La disponibilidad de asistencia técnica especializada para la industria eólica, dado que no posee el *status* de un monopolio.

La utilización de incentivos para el mercado eólico ha diferido de manera notable de un país a otro y de un momento a otro, dependiendo de necesidades específicas. Los primeros programas se iniciaron hace unos veinte años, y todavía se lanzarán nuevos programas. En consecuencia, es muy difícil efectuar comparaciones directas entre países, si bien cabe establecer ciertas conclusiones sobre la aplicación de incentivos para la creación de mercados:

- Ningún país puede desarrollar una industria sólida propia sin tener acceso a los resultados de la investigación y el desarrollo básicos, y debe contar con sus propias instituciones de I+D.
- El I+D nacional no crea mercado por sí mismo (se requieren, al menos en el caso eólico, otras condiciones propicias, como los precios de venta de la electricidad autogenerada en el propio territorio).
- En el ámbito de la Unión Europea la estimulación directa del mercado, vía subvenciones y precios bonificados de la electricidad producida, ha mostrado ser eficaz.
- La combinación adecuada de incentivos que reflejan las necesidades actuales y las futuras, ha sido crucial para lograr el desarrollo del mercado eólico.
- El acceso a la red eléctrica pública en condiciones razonables ha sido un aspecto de gran importancia.

- El elemento clave, todavía no contemplado de manera general a nivel europeo, es el pago directo (no en forma de primas sobre otras tarifas existentes) para reflejar el beneficio ambiental de generar electricidad a partir del viento, si bien este hecho se ha tenido en cuenta, en cierta medida, en algunos programas nacionales.

Como ya se ha apuntado, el empleo de subvenciones directas para cubrir una parte de los costes de instalación, ha resultado de notable éxito para el desarrollo eólico, especialmente en sus primeras fases, cuando era difícil conseguir financiación suficiente para la inversión en aerogeneradores. Sin embargo este modelo, aislado, acaba por generar un efecto de abandono, puesto que las discontinuidades que introduce en el desarrollo de los mercados (estimulación-saturación) crean graves problemas en el lado de la oferta (exceso de oferta), desactivándose el mercado, circunstancia ya experimentada en Dinamarca y Suecia [European Commision, 1998; Lara Coira, 2001a].

El uso de precios bonificados para el pago de la electricidad generada en los aprovechamientos eólicos, ha mostrado ser la herramienta más eficaz para la estimulación del mercado, como prueba con creces la experiencia habida en Dinamarca y Alemania.

El proceso de selección de ofertas en competencia, tal y como se llevó a cabo con el esquema británico de la NFFO, ha mostrado ser una eficaz herramienta para la reducción del precio de la electricidad de origen eólico, creando una feroz competencia entre fabricantes y promotores. Este es el aspecto positivo, mientras que el negativo reside en que el proceso de selección de ofertas y adjudicación de contratos tiene lugar cada año o cada dos años, lo que introduce una gran discontinuidad en el desarrollo, además de hacer muy costosa la participación para pequeñas empresas.

Otra lección aprendida, en este caso del Reino Unido, es que sin una planificación sistemática en forma de directrices generales, que incluyan la delimitación, clasificada en función de sus potencialidades, de zonas para aprovechamiento eólico, la competencia de proyectos se reduce a competencia por los mismos emplazamientos, naturalmente, los mejores, principal objeción pública a los aprovechamientos eólicos. Por otra parte, la naturaleza de ofertas en competencia, expresa perfectamente el espíritu de un mercado europeo de la electricidad abierto y competitivo [European Commision, 1998; Lara Coira, 2001a].

Desde el punto de vista del gobierno parece políticamente más responsable subvencionar producción (se paga por lo que se recibe) en vez de potencia instalada, que en algunos casos incluso lleva a la manipulación del sistema de subvenciones en vez de a la minimización de costes.

Las subvenciones a los impuestos también han demostrado ser una herramienta eficaz. Por el contrario, este modelo no estimula la optimización de la tecnología, como pudo verse con los peores ejemplos en pasados desarrollos eólicos en los Estados Unidos [European Commision, 1998; Lara Coira, 2001a]. La imagen pública de la energía eólica no adquiere relevancia si se ve más como un medio de reducción de impuestos que como una manera de producir electricidad respetuosa con el ambiente.

De acuerdo con la experiencia hasta aquí descrita, un modelo ideal de estimulación del mercado eólico, incluiría:

- Un precio atractivo para la electricidad de origen eólico, que reflejase los beneficios ambientales de la generación de electricidad sin producción de contaminantes.
- Un marco institucional bien organizado.
- Disposiciones en planificación que favoreciesen la energía eólica.

En definitiva, los mejores resultados se han logrado con una política de fomento de la energía eólica desarrollada paso a paso, que se inicia con el reconocimiento del carácter de innovación del proceso, disponiendo de fondos públicos para investigación y desarrollo, y consigue así establecer una base firme de conocimientos. Esta primera actuación se complementa con la disposición de fondos públicos para proyectos de demostración, favoreciéndose así la penetración en el mercado de las nuevas tecnologías y sus aplicaciones comerciales. Finalmente, medidas de tipo legislativo y administrativo que aseguren la viabilidad del proyecto, junto con instrumentos económicos que comprenden subvenciones a la inversión, garantía de venta de la electricidad generada a un precio competitivo, facilidades de financiación, bonificación de impuestos y ayudas a la exportación, completan el ciclo de estimulación del mercado que consigue crear un clima favorable para la inversión.

A continuación se resumen los diversos instrumentos y mecanismos de estimulación de la energía eólica que se han venido utilizando en la Unión Europea, indicándose, cuando se conoce, la potencia eólica instalada a finales del 2004 [European Commission, 1998; Lara Coira, 2001a; BTM Consult ApS, 2005]:

Alemania: Elevadas subvenciones para I+D. Subvenciones por parte de los *länder* a proyectos de demostración. Subvenciones en algunos *länder* a la inversión (ya extinguidas). Bonificación elevada en el precio de la energía producida (precio fijado por ley en el 90% del precio al consumidor), además de incentivos financieros. **16.649 MW.**

Austria: Pequeñas subvenciones a proyectos de demostración y precio con una mínima bonificación para la energía producida, pero garantizado durante trece años (desde 2003). **607 MW.**

Bélgica: Subvenciones a proyectos de demostración de las compañías eléctricas y complemento “verde” al precio de la energía generada. **106 MW.**

Dinamarca: Elevadas subvenciones para I+D. Subvenciones a proyectos de demostración de las compañías eléctricas. Subvenciones a la inversión (extinguidas en 1989) y precio con una modesta bonificación para la energía producida (precio fijado por ley en el 85% del precio al consumidor). Reducción de impuestos para las cooperativas. **3.083 MW.**

España: Subvenciones para I+D. Subvenciones a proyectos de demostración (en el marco del Plan de Energías Renovables, o PER, iniciado en 1986). Subvenciones a la inversión (en el marco del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, o PAEE, iniciado en 1986). Precio con bonificación para la energía producida (fijado por la ley de tarifas eléctricas). En algunos casos, acceso a financiación favorable. **8.263 MW.**

Finlandia: Subvenciones a la inversión. **83 MW.**

Francia: Bonificación en el precio de la energía generada (programa Eole 2005, gestionado por EdF, con un objetivo de 250-500 MW). **386 MW.**

Grecia: Subvenciones para I+D. Subvenciones a proyectos de demostración de las compañías eléctricas. Subvenciones a la inversión. Bonificación modesta en el precio de la energía producida, además de préstamos bonificados (empezó a funcionar en 1997, pese a que la legislación es de 1994). Tratamiento preferente en las islas. **538 MW**.

Irlanda: Subvenciones para I+D y para proyectos de demostración. Subvenciones a la inversión y bonificación en el precio de la energía producida para proyectos en competencia (ambas en el marco del programa Alternative Energy Requirement, o AER, iniciado en 1994 y similar al modelo británico NFFO). **339 MW**.

Italia: Subvenciones a las compañías eléctricas para I+D y para proyectos de demostración. Concesión de licencias para la bonificación en el precio de la energía producida (precio inicialmente elevado, que se va reduciendo durante ocho años), además de incentivos financieros. **1.261 MW**.

Luxemburgo: Bonificación en el precio de la energía producida en función de la reducción en las emisiones de dióxido de carbono y de la capacidad de crédito. **12 MW**.

Países Bajos: Elevadas subvenciones para I+D. Subvenciones a proyectos de demostración. Subvenciones a la inversión (ya extinguidas) y precio bonificado para la energía producida. Incentivos financieros vía “fondos verdes” y reducción de impuestos mediante autorización de amortización libre. Fuerte demanda de “energía verde” (electricidad procedente de fuentes renovables). **1.081 MW**.

Portugal: Subvenciones para I+D y para proyectos de demostración. Subvenciones a la inversión y precio con una pequeña bonificación para la energía producida (pago a los productores independientes de energía fijado por ley desde 2001). **585 MW**.

Reino Unido: Elevadas subvenciones para I+D. Subvenciones a proyectos de demostración. Precio con bonificación para la energía producida (en el marco del programa Non-Fossil Fuel Obligation, o NFFO, que por la competencia de ofertas ha llevado a precios muy bajos). **889 MW**.

Suecia: Elevadas subvenciones para I+D. Subvenciones a proyectos de demostración de las compañías eléctricas. Subvenciones a la inversión (del 15% actualmente). Bonificación en el precio de la energía producida, como energía limpia. **478 MW**.

Hasta el momento, Alemania, España, Dinamarca, Italia, Los Países Bajos y el Reino Unido son los estados miembros de la Unión Europea que han conseguido los mejores resultados de la aplicación de los diferentes incentivos implementados para la estimulación del sector eólico, habiendo alcanzado cifras de más de 200 MW instalados anualmente [European Commission, 1998; Lara Coira, 2001a; BTM Consult ApS, 2005].

A.4.3. EL PROBLEMA DE LA INTERNALIZACIÓN DE LOS COSTES AMBIENTALES.

El proceso de desarrollo económico y sus efectos sobre el ambiente, así como la necesidad de controlar y reducir esos efectos para garantizar la sostenibilidad

ambiental a medio y largo plazo, configuran una creciente preocupación en nuestras sociedades.

La producción energética, y en particular, la producción de energía eléctrica, constituyen uno de los ámbitos de mayor atención, puesto que el consumo energético está indisolublemente vinculado al desarrollo de sectores económicos fundamentales.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad ambiental, la producción de energía eléctrica debería incluir entre sus costes todos aquellos costes externos asociados a la producción y consumo de la electricidad, derivados del daño ambiental que provocan los diferentes procesos de transformación; este proceso de inclusión suele conocerse como **internalización** de los costes ambientales, a su vez designados como **externalidades**.

La evaluación de las repercusiones en el entorno, originadas por las diferentes técnicas utilizadas en la generación de electricidad, resulta enormemente compleja y la tarea se complica todavía más cuando se pretende su cuantificación económica.

A lo largo de varios años, con el apoyo de diversas entidades competentes en energía y ambiente, se ha intentado establecer una metodología fiable para la estimación del impacto ambiental de las actividades energéticas, como paso previo para la internalización de los costes ambientales en los mecanismos de formación de precios.

Para la estimación de las llamadas externalidades ambientales del ciclo energético, es necesario desarrollar metodologías específicas de aproximación al cálculo de sus impactos.

Algunos de los enfoques metodológicos más comunes desarrollados hasta el momento, pueden resumirse como sigue [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000b]:

- metodología descendente (*top-down*): Se trata de un macroanálisis a escala regional –o nacional- que parte de la valoración de las cantidades totales de contaminantes emitidos, o presentes, para calcular el daño total causado por ellos. A continuación, de los datos de emisiones totales de contaminantes, se deduce la contribución de cada central eléctrica al daño total producido por tales emisiones, determinando los costes de estos daños por cada unidad de electricidad para cada categoría de impacto, sobre la salud, los ecosistemas, los materiales y el clima.
- función de daño o ruta de impacto (*bottom-up*): Propone la valoración directa de los costes externos en función del daño ocasionado por un determinado contaminante. Tras la identificación de todos los impactos producidos por la contaminación y su cuantificación en términos físicos, se procede a la asignación de valores monetarios para el cálculo del daño total.
- estimación indirecta de costes: Emplea un enfoque indirecto a través de los llamados precios hedónicos, o coste del bienestar.
- coste de reducción de la contaminación: Emplea también un enfoque indirecto, calculando los costes a partir de la valoración de los controles de contaminación necesarios para la reducción de las emisiones de compuestos contaminantes.
- análisis del ciclo de vida (*life-cycle analysis*): Determina los impactos sobre el ambiente de un producto, proceso o actividad, mediante la consideración de todas las fases por las que discurre, desde la extracción de las materias primas

necesarias para su elaboración, hasta su gestión final como residuo, “desde la cuna hasta la tumba”.

En España, impulsado por la Asociación de Productores de Energías Renovables y con el apoyo de la Administración Pública, se llevó a cabo entre los años 1998 y 2000 un estudio sobre el impacto ambiental de diferentes opciones de generación de energía eléctrica [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000b], fundamentado en el análisis detallado de los diferentes sistemas de generación eléctrica presentes en el parque eléctrico español:

- lignito
- carbón
- petróleo
- gas natural
- nuclear
- hidroeléctrica
- eólica
- fotovoltaica

Para ello, se ha aplicado el ya mencionado método de contabilidad de impactos denominado “Análisis del Ciclo de Vida”.

Este análisis se inicia con un inventario exhaustivo de los distintos impactos ambientales que el sistema en estudio ejerce sobre el medio, seguido de la evaluación de tales impactos en unidades de contabilización (en el caso de emisiones, contabilizadas en las unidades físicas usuales), homogeneizadas posteriormente en términos de impactos relativos mediante su clasificación, caracterización, normalización y evaluación:

- clasificación: asignación de las cargas ambientales del sistema objeto de estudio a las distintas categorías de impacto consideradas (por ejemplo, las cargas ambientales debidas al metano, el dióxido de carbono y los compuestos clorofluocarbonados, se agrupan en la categoría de impacto de calentamiento global).
- caracterización: determinación del efecto que realmente produce una carga ambiental, es decir, contribución al impacto considerado, utilizando para la ponderación del daño unos factores de caracterización (la contribución al impacto depende no sólo de la cantidad emitida, sino también de su capacidad para producir un determinado daño).
- normalización: ajuste de las escalas de impacto mediante unos factores de normalización que permitan la comparación de las distintas categorías de impacto entre sí (por ejemplo, el calentamiento global y los efectos carcinógenos derivados de una misma sustancia emitida, pues mientras aquél es afectado por millones de toneladas de emisión, éstos lo son por unos pocos centenares de kilogramos).

- evaluación: valoración, mediante un factor de evaluación, de la importancia relativa de cada una de las categorías de impacto consideradas, por ejemplo, a partir de la cuantificación de los daños producidos (muertes adicionales por millón de habitantes y año, porcentaje de deterioro de un ecosistema, etc.).

El análisis se aplica para cada una de las técnicas de generación estudiadas y se extiende a todas las categorías de impacto consideradas, definiendo la carga de las emisiones en los llamados “ecopuntos de impacto”, parámetro que mide el daño producido en las diversas fases del “ciclo de vida” de la tecnología en cuestión, desde su inicio hasta la generación de una unidad de electricidad. El valor de estos ecopuntos se obtiene como el producto de la cantidad emitida por los tres factores de modulación citados (caracterización, normalización y evaluación).

Las fases que se han considerado en este estudio para cada ciclo completo de generación eléctrica, son:

- extracción de recursos, minería y extracción de materiales
- preparación de los materiales y concentrado, de ser el caso
- transporte asociado
- ingeniería civil y de instalaciones
- producción de energía eléctrica, explotación de las centrales
- generación de corrientes residuales (emisiones, vertidos, residuos)
- depósito de corrientes residuales (emisiones, vertidos, residuos)

Por su parte, las categorías de impacto analizadas se agruparon en los siguientes capítulos:

- calentamiento global
- disminución de la capa de ozono
- acidificación
- degradación de la calidad de las aguas, eutrofización
- contaminación por metales pesados
- sustancias carcinógenas
- niebla de verano (niebla fotoquímica por ozono troposférico, originado por compuestos orgánicos volátiles y óxidos de nitrógeno, fundamentalmente)
- niebla de invierno (presencia de dióxido de azufre y partículas)
- radiaciones ionizantes
- generación de residuos
- residuos radioactivos
- agotamiento de recursos energéticos

Conviene indicar que, pese a su indiscutible importancia en el conjunto de la valoración, no se han incluido las siguientes categorías de impacto:

- impacto visual
- ruido
- biodiversidad
- agotamiento de recursos no energéticos
- otros riesgos específicos de cada técnica
- seguridad y salud laboral
- desmantelamiento de instalaciones
- ocupación de territorio

La razón de su no inclusión es la dificultad de su evaluación, la inexistencia de datos o la falta de consenso en la comunidad científica sobre la forma de considerar tales impactos.

Por agregación sucesiva, se llega a un valor total cuantificado en “*ecopuntos de impacto*” para cada sistema de generación eléctrica analizado, valor total que debe interpretarse como un nivel de penalización ambiental, que permite comparar las diferentes posibilidades de generación de energía eléctrica, indicando, por ejemplo, que un sistema de generación que utilice lignito como fuente de energía primaria tiene un impacto ambiental trescientas veces superior al de un aprovechamiento hidroeléctrico.

Como ventaja adicional, el proceso de análisis y cuantificación utilizado permite identificar, con sumo detalle, las posibles acciones a tomar en cada fase del ciclo para minimizar un determinado impacto ambiental, contribuyendo de esta forma a la mejora y optimización de los puntos más delicados de un determinado sistema o proceso de generación de electricidad.

Los resultados finales de este estudio cuantifican las ventajas comparativas de determinadas opciones de generación eléctrica. A pesar de no constituir una valoración en términos monetarios sí permite, sin embargo, cuantificar el daño medioambiental de unos sistemas energéticos frente a otros y, tomando como referencia la generación de origen minihidráulico, afirmar que la generación con combustibles fósiles supone un impacto ambiental hasta trescientas veces superior al de la primera.

Aplicando esta metodología al parque de producción eléctrica analizado (lignito, carbón, petróleo, gas natural, nuclear, hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica) conforme a las cifras propuestas para estas técnicas de generación en el “Plan de Fomento de las Energías Renovables, 2000-2010” [Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), 2000a], se obtiene que el impacto asociado a la consecución de los objetivos fijados supondría una reducción del daño ambiental del orden de un 9% con respecto a una situación pareja sin aplicación de dicho Plan [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2000b].

Aunque en el estudio que aquí se comenta no se ha llegado a la traducción de los impactos ambientales en términos monetarios, el método de valoración en “*ecopuntos*” de tales impactos permite que los resultados obtenidos sirvan de base para la internalización de los costes ambientales de la generación de electricidad, ante la evidencia de que la conformación de la oferta del mercado sobre la base exclusiva de los llamados “precios marginales” (precio de la última unidad consumida o

producida) no tiene en cuenta ningún tipo de valoración en términos de impacto ambiental.

Efectivamente, en la situación actual, los impactos ambientales de la producción energética son un coste asociado a tal actividad que se repercute sobre el conjunto de la sociedad y no exclusivamente sobre los consumidores de energía.

Dicho de otra forma, los daños ambientales y sociales asociados a la producción y uso de la energía representan una externalidad del sistema en la medida en que son repercutidos al conjunto de la sociedad –externalizados- en vez de estar incorporados al precio del producto final, que tiene exclusivamente en cuenta los costes de combustible, capital, operación, mano de obra, impuestos y seguros originados en la fase de generación.

En definitiva, esta situación, en la medida en que no internaliza los costes ambientales y sociales, está bonificando a la electricidad de origen fósil y nuclear de una forma indirecta, o, lo que es lo mismo, penalizando a las llamadas energía renovables.

La Unión Europea [Comisión Europea, 1997] es consciente de la necesidad de que “los precios de los ciclos de los combustibles reflejen el coste objetivo total, incluyendo el coste adyacente para la sociedad del daño ambiental causado por su uso”, y, en consecuencia, el precio que deberá pagarse a los productores de electricidad a partir de fuentes renovables, será al menos igual al coste evitado de la electricidad, más una prima que refleje las ventajas sociales y ecológicas de estas fuentes.

También el Consejo Mundial de la Energía [Consejo Mundial de la Energía, 2000] señala que “los precios deben reflejar los costes marginales a largo plazo, incluido el coste de las externalidades claramente identificadas, como es el caso de la seguridad del suministro y la protección del ambiente”.

Con el procedimiento y los criterios seguidos en la evaluación en cuestión, conforme a la metodología llamada “análisis del ciclo de vida”, el resultado obtenido es el siguiente:

<u>Sistema</u>	<u>Valoración (ecopuntos)</u>
- lignito	1.735
- petróleo	1.398
- carbón	1.356
- nuclear	672
- fotovoltaica	461
- gas natural	267
- eólica	65
- minihidráulica	5

Para conseguir finalmente la internalización de los costes y reflejarlos en el precio final de la electricidad se deberá avanzar y profundizar en las siguientes etapas, todavía no suficientemente estudiadas:

- cuantificación y valoración económica de todos los impactos generados en cada etapa del ciclo.
- selección del mecanismo de internalización más apropiado en cada caso para el coste o beneficio externo analizado.
- implantación del mecanismo de internalización seleccionado.

La internalización de los costes puede llevarse a cabo por medio de dos procedimientos, que pueden considerarse alternativos:

- aplicación de instrumentos penalizadores sobre las fuentes energéticas generadoras de costes externos.
- aplicación de instrumentos o mecanismos que valoren los beneficios externos generados por las fuentes energéticas de menor impacto ambiental.

En el ámbito de la Unión Europea, los instrumentos actualmente utilizados para estos fines son muy diversos:

- impuestos sobre emisiones y procesos
- impuestos según el tipo de combustible empleado
- comercialización de permisos de contaminación
- subsidiación de fuentes energéticas (al capital, a la explotación, a la financiación)
- desgravaciones fiscales

Es evidente que la precisa cuantificación de los distintos impactos ambientales y sociales de la generación eléctrica es un paso previo y necesario para la valoración económica de los mismos y su incorporación, en tanto que costes externos, a los precios finales de la electricidad.

La definición correcta del mecanismo de internalización de los costes que mejor se ajuste a la estructura del parque de generación contribuirá, sin discusión, a un mejor y más eficaz y eficiente funcionamiento de los mercados de la energía, en consonancia con los objetivos perseguidos por el mercado único europeo.

En cualquier caso, a la vista de los resultados obtenidos, que coinciden, por otra parte, con la percepción cualitativa de la mayor parte de los ciudadanos, parece fuera de cualquier discusión que la producción de electricidad a partir de fuentes renovables y, más en concreto, el aprovechamiento de recursos eólicos para producción de energía eléctrica, habrá de tener siempre una consideración especialmente favorable por parte de las Administraciones Públicas y del común de los ciudadanos.

Anexo 5

Listado de los factores de riesgo (amenazas y oportunidades) y de las principales respuestas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

A.5.1. FACTORES QUE ORIGINAN AMENAZAS (páginas 329 a 352).

A.5.2. FACTORES QUE ORIGINAN OPORTUNIDADES (páginas 353 a 356).

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Nº	Factores que originan amenazas										Etapas del proyecto				Evaluación cualitativa			Principales respuestas
	Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	Consecuencias finales	Objetivos que sufren impacto						Etapas de origen	Etapas de impacto	Inicio proyecto		Proy. en marcha				
				A	P	C	O	R	O			P	I	P	I			
1	Experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (a veces existe una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, pero es la primera vez que se introduce en el negocio eólico)	(A) exceso de optimismo sobre las posibilidades reales de éxito del proyecto (Concesión de licencias, costes de inversión, resultados económicos de la explotación); o (B) desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, de las alternativas de contratación para dichas tareas, de los aspectos legales que le afectan, o de las particularidades de su financiación; o (C) el alcance del proyecto (necesidades del mismo, actividades de éste; por ejemplo, entender que es necesario analizar la	(A) se minusvaloran las dificultades y riesgos en el desarrollo del proyecto; o (B) planificación inadecuada o inexistente en el estudio de oportunidad, en la evaluación del recurso o en el análisis de la viabilidad; o (C) carencias en la documentación para petición de ofertas de la evaluación del recurso, del análisis de viabilidad o de la ingeniería de detalle que llevan a deficiencias en dichas contrataciones, con retrasos en esas	1	1	1	1	1	1	1	Planificación inicial / Estudio de oportunidad	Evaluación del recurso / Análisis de viabilidad / Financiación / Ingeniería de detalle	MA	MA	N/A	N/A	Desarrollo de la planificación global del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.); apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles	
2	Indefiniciones en el marco general de la política energética que llevan a exceso de burocracia en las autoridades administrativas, o exceso de intervencionismo estatal en las autorizaciones.	Falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no solucionar problemas que puedan surgir, por ejemplo con la compañía eléctrica; o franca oposición), carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente, o incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente); problemas (solicitud de información adicional para la que no existe exigencia legal, y que, en	Dificultades y aun inviabilidad del proyecto; retrasos e incluso exigencias de cambios en el proyecto	1	1	0	1	0	1	0	Planificación inicial / Estudio de oportunidad / Análisis de viabilidad / Planificación detallada / Ingeniería de detalle	Estudio de oportunidad / Análisis de viabilidad / Planificación detallada / Ingeniería de Ejecución	Me	MA	N/A	N/A	Busqueda previa de apoyo en la administración; elaboración de alguna publicación por parte de alguna institución (IDAE, universidades, empresas, entre otras) con información sobre el interés que tienen estos aprovechamientos, y con información real con respecto a estos problemas, que estimule la intervención de la administración, generando legislación para la regulación y apoyo al sector; actuación de grupos de presión (incluso involucrando a grupos ecologistas de peso y reputación probada) para sentar las	

3	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación de los equipos responsables del estudio de oportunidad, evaluación de recursos, análisis de viabilidad, ingeniería de detalle, ejecución y explotación	Deficiencias y retrasos en el avance del proyecto por limitaciones y rigideces en la disponibilidad de recursos humanos, falta de personal cualificado o con experiencia, incompatibilidades o conflictividad del personal clave del proyecto, personal clave con dedicación en varios proyectos, cambios en personal de experiencia o responsabilidad	1	1	1	1	1	1	1	Contratación para el estudio de oportunidad / Contratación para la evaluación del recurso / Contratación para el análisis de viabilidad / Contratación	Estudio de oportunidad / Evaluación del recurso / Análisis de viabilidad / Ingeniería de detalle / Ejecución / Explotación	Me	A	Me	A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; identificación de los puestos clave del equipo, selección (con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos, y exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a
4	Condiciones estratégicas o corporativas, o bien de plazo, que influyen en la contratación	Imposiciones por parte del cliente o de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros; precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo	Contratación inadecuada de las fases de estudio de oportunidad, evaluación del recurso, análisis de viabilidad, ingeniería de detalle, ejecución o explotación	1	1	1	1	1	1	1	Contratación para el estudio de oportunidad / Contratación para la evaluación del recurso / Contratación para el análisis de viabilidad / Contratación	Estudio de oportunidad / Evaluación del recurso / Análisis de viabilidad / Ingeniería de detalle / Ejecución / Explotación	Me	A	Me	A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") que normalmente tratarán de convencer al cliente de su error y, en todo caso, de avisarle del peligro: elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos problemas y con bases de datos de empresas cualificadas para cada tipo de papel; uso de posibles modelos de contrato (preparados por dichas
5	Limitaciones presupuestarias sin renuncia a parte del alcance del proyecto	Se contempla el precio como único criterio de adjudicación; aceptación de bajas significativas en la negociación de la oferta por ingenuidad, falta de conocimiento de las posibles consecuencias o malicia; en la contratación se presiona para reducir el beneficio del contratista; se usan las ofertas más bajas para presionar a los restantes ofertantes (bid-shopping); desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando ello no es oportuno, penalizaciones	Retrasos del contratista para tratar de encontrar personal y empresas más económicos; merma en la calidad que se traduce en defectos a subsanar en la ejecución, o en problemas de explotación; abandono de la obra por el contratista y problemas para continuarla con otro (si no se liquida al contratista inicial).	0	1	0	1	1	1	1	Contratación para el estudio de oportunidad / Contratación para la evaluación del recurso / Contratación para el análisis de viabilidad / Contratación	Estudio de oportunidad / Evaluación del recurso / Análisis de viabilidad / Ingeniería de detalle / Ejecución / Explotación	B	Me	B	Me	Estimación realista de los costes por especialistas; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); renuncia a parte del alcance del proyecto, dejándolo para futuras ampliaciones; tener en cuenta como criterio de adjudicación, en todo caso, el coste en el ciclo de vida y no el coste de inversión

6	Experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (a veces existe una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, pero es la primera vez que se introduce en el negocio eólico) unida a un exceso de confianza en las propias posibilidades técnicas y económicas	Estructura organizativa inadecuada o inexistente, falta de coordinación entre los promotores, diferencia de cultura empresarial entre asociados, o falta de experiencia en proyectos previos de parques eólicos, que llevan a minusvalorar la importancia de alguna de las tareas o contrataciones del proyecto	Defectos en estudio de oportunidad o en el análisis de viabilidad que llevan a una estrategia de contratación inadecuada (por ejemplo, piensa que la evaluación del recurso la puede hacer "cualquiera", o incluso ellos mismos)	1	1	1	1	1	1	1	Estudio de oportunidad	Evaluación del recurso / Análisis de viabilidad / Financiación / Ingeniería de detalle	A	MA	MA	MA	MA	Apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes (por ejemplo, "Basic aspects of the wind energy", publicado por la Unión Europea; Apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección o gestión del proyecto
7	Falta de carácter o capacidad, dispersión o desagregación de la autoridad o deficiencias de liderazgo en la promoción del proyecto	Carencia de un liderazgo claro, bien definido y respetado	Indefiniciones o desacuerdos en la ingeniería básica o de detalle del proyecto (por ejemplo, el propietario desea imponer ciertos criterios de diseño sin tener el conocimiento y experiencia necesarios para ello)	1	1	1	1	1	1	1	Estudio de oportunidad	Estudio de oportunidad / Análisis de viabilidad / Ingeniería de detalle	B	MA	MA	MA	MA	Apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección o gestión del proyecto
8	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis del recurso	(A) inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de recursos eólicos; o (B) inadecuado proceso de contratación que lleva a deficiencias o falta de calidad o experiencia en el analista que realiza la evaluación de recursos eólicos; o (C) a veces se contrata por separado la recogida de datos y la evaluación de los mismos	(A) falta de calidad en los equipos de medida, deficiencias en el montaje de la estación meteorológica o errores en la operación de la estación y recogida de datos, que se traducen en retrasos, falta de calidad o carencias en los datos meteorológicos utilizados para la definición del proyecto; inexistencia de repuestos para la estación meteorológica, o retraso en la entrega de los mismos por parte del proveedor, con el resultado de	1	1	1	1	1	1	1	Contratación para la evaluación del recurso	Evaluación del recurso / Análisis de viabilidad / Financiación / Refinanciación / Explotación	A	MA	Me	MA	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a procesos adecuados de contratación de la evaluación del recurso, incluyendo criterios de selección de este tipo de empresas, y la posible elaboración	
9	Problemas con los permisos para la instalación de la estación meteorológica al denegar dicho permiso el propietario del terreno o al denegarlo el Ayuntamiento por conflictos de intereses, al no poder conseguir las contrataciones	Dificultades de acceso al emplazamiento elegido para dicha instalación	Retrasos en la recogida de datos meteorológicos, impredecibles para la evaluación del recurso y para el análisis de viabilidad del proyecto	0	1	0	0	0	0	0	Evaluación del recurso	Evaluación del recurso	B	Me	MA	MA	Negociar un precio más elevado con el propietario, aumentar las contrapartidas a la Administración	

14	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis de viabilidad.	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto	Subestimación de los costes de mantenimiento de equipos e instalaciones. imprecisiones en la estimación de los costes de renovación de equipos, con repercusión en los costes de explotación a medio y largo plazo, potencial disminución de la rentabilidad, y tensiones en la financiación	1	0	1	0	1	0	1	0	Contratación para el análisis de viabilidad	Financiación / Refinanciación / Transferencia / Explotación	A	Me	A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas y con respecto a las necesidades y costes de mantenimiento de parques eólicos.
15	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación o en gestión financiera.	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, o bien falta de rigor del promotor o de la entidad financiera a la hora de comprobar que la financiación definitiva se corresponde con, o mejora la, planificación financiera realizada en el análisis de viabilidad.	Interrupción del flujo de caja por defectos no detectados en la financiación (tesorería), que lleva a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone disminución del período de vida útil del aerogenerador o de sus partes, disminución del rendimiento y, por tanto, peor calidad de la explotación y mermas en la rentabilidad de la misma	0	0	1	1	1	0	1	0	Contratación para el análisis de viabilidad / Financiación / Refinanciación	Explotación	A	A	A	Si el problema parte del análisis de la viabilidad: utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas / Si se trata de un problema posterior:
16	Falta de experiencia global del promotor, desidia por acumulación de trabajo, desacuerdos entre socios	Retrasos innecesarios en la toma de decisiones complejas por parte del promotor (por ejemplo, en el tipo y características específicas del aerogenerador)	Retrasos en el análisis de viabilidad del proyecto	0	1	0	1	0	1	0	0	Análisis de viabilidad	Análisis de viabilidad	Me	N/A	A	Apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección o gestión del proyecto
17	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis de viabilidad	Se prescinde de auditar el diseño completo del parque eólico que resulta del análisis de viabilidad (distribución en planta, accesos y viales, infraestructura eléctrica, sistema de evacuación e interconexión a la red eléctrica general)	Falta de idoneidad del diseño básico del parque eólico que lleva a problemas en la realización de la ingeniería de detalle	1	1	1	1	1	1	1	1	Análisis de viabilidad	Ingeniería de detalle	A	N/A	A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño

30	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la Ingeniería de detalle	Contratación inadecuada de la fase de ejecución por un proceso defectuoso de pre-selección de empresas contratistas, montadoras y suministradoras, previamente a la petición de ofertas para la ejecución; precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de prisas de la empresa de Ingeniería, o incompetencia de dicha empresa	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Contratación para la Ingeniería de detalle	Contratación para la ejecución / Ejecución	Me	A	N/A	N/A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas
31	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la Ingeniería de detalle o del contratista o contratistas en obra	Inadecuada gestión de la subcontratación o de la coordinación en Ingeniería y en obra por parte de la Ingeniería o el contratista; ello lleva a falta de formalidad en el cumplimiento de los plazos por los subcontratistas	0	1	0	1	0	1	0	1	0	Contratación para la Ingeniería de detalle / Contratación para la ejecución	Ingeniería de detalle / Ejecución	A	Me	N/A	N/A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a procedimientos adecuados de contratación, criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita.
32	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo que realiza la Ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos)	(A) inadecuación de protocolos de recepción y puesta en marcha junto con clausulados contractuales inadecuados sobre garantías y penalizaciones; ello es debido a una falta de revisión crítica de los mismos por parte del equipo que realiza la Ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos); en caso de problemas en las pruebas de	0	1	1	1	1	1	0	1	0	Contratación para la Ingeniería de detalle / Contratación para la ejecución	Transferencia A	A	Me	N/A	N/A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del

33	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor, o falta de conocimientos legales del cliente, o desidia o malicia por su parte, o bien contratación inadecuada con falta de experiencia o de previsión del contratista o de la dirección facultativa a la hora de ejecutar las obras.	Falta de atención a las condiciones expresadas en las autorizaciones administrativas por causa de una omisión de la dirección facultativa, o por instrucciones en contra del cliente, o porque éste no proporciona la documentación a la dirección facultativa	(A) deficiencias en el cumplimiento de las limitaciones impuestas por la administración en las licencias y permisos y, en particular, en la aplicación de las medidas correctoras de impacto ambiental durante la ejecución (en ejecución de zanjas, accesos, excavaciones; por ejemplo, almacenamiento inadecuado de materiales en zonas inundables, con la consecuencia de arrastrar al río de esos materiales; o taludes inadecuados que se derrumban en	0	1	1	0	1	0	1	0	Ingeniería de detalle / Contratación para la ejecución / Ejecución	Ejecución / Transferencia / Apoyo / Explotación	Me	A	N/A	N/A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en general y, en particular, en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre este tipo de problemas y con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; formación a los cargos
34	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del contratista o contratistas	Inadecuación de las técnicas de construcción, inexperiencia o inadecuación técnica de subcontratistas, suministradores, instaladores o montadores, que exige un esfuerzo añadido en el control de calidad, con sobrecostes y retrasos.	0	1	1	0	1	0	1	0	Contratación de la construcción	Ejecución	Me	B	N/A	N/A	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del
35	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación y gestión del riesgo.	Falta de rigor del promotor-explotador en materia de seguros o falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico	Falta de revisión de los clausulados contractuales en la revisión y actualización de seguros y garantías tras terminar la construcción, así como en las posteriores renovaciones, con carencias en el alcance de las coberturas, lo que puede llevar a sobrecostes por contingencias no previstas adecuadamente	0	0	1	0	1	0	1	0	Transferencia / Explotación	Explotación	A	A	B	Me	Si el explotador es el promotor: contratación de una asesoría externa (entre otras cosas, especializada en seguros); externalización de la explotación; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto al aseguramiento durante la explotación de parques eólicos / Si el explotador es una empresa contratada por el promotor: utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa; solicitud

36	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación, o bien en gestión financiera.	Falta de rigor del promotor o explotador en materia de gestión financiera o falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico	Defectos en el sistema de control de costes de explotación, falta de supervisión de la gestión financiera; esto produce interrupciones del flujo de caja (tesorería), lo que lleva a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone disminución del período de vida útil del aerogenerador o de sus partes, disminución del rendimiento y, por tanto, peor calidad de la explotación y mermas en la rentabilidad de la misma	0	0	1	1	1	0	Contratación para la explotación / Explotación	Explotación	A	A	A	A	Si el explotador es el promotor: contratación de una consultoría externa; externalización de la explotación / Si el explotador es una empresa contratada por el promotor: utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas;
37	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico	Falta de verificación del cumplimiento de requisitos ambientales (por ejemplo, control periódico de calidad de las aguas, control anual de ruido, seguimiento de las poblaciones de aves y quiropteros, seguimiento de la vegetación de restauración), técnicos (por ejemplo, actualización de los ensayos de puesta a tierra) o de seguridad y salud (por ejemplo, que haya líneas de vida para subir a las máquinas) impuestos por las Administraciones Públicas, de lo que	0	0	1	1	0	0	Explotación	Explotación	Me	MA	Me	MA	Si el explotador es el promotor: contratación de una asesoria externa; externalización de la explotación; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a la explotación de parques eólicos / Si el explotador es una empresa contratada por el promotor: utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración
38	Oscilaciones significativas en los tipos de interés o en el cambio de divisas, restricciones de crédito, aumento de los impuestos, modificaciones legales en tarifas, sea en su cuantía o en las condiciones de su aplicación (potencial eliminación de la obligación de adquisición	Alteración de las condiciones de referencia utilizadas en el estudio financiero del proyecto	Impacto negativo en los parámetros de explotación	0	0	1	0	1	0	Explotación	Explotación	B	A	B	A	Escoger modalidades de financiación a interés fijo o a interés variable con topes o limitaciones; asegurarse de que las compras se van a hacer todas en euros o usar seguros de cambio, si no queda más remedio; asociarse con empresas del mismo tamaño o de mayor tamaño para romper las restricciones de crédito; fomentar el asociacionismo entre promotores para poder disponer de un grupo de presión ante potenciales aumentos en los impuestos. Elaboración de una lista de hipótesis asumidas en el

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Nº	Factores que originan oportunidades										Etapas del proyecto			Evaluación cualitativa			Principales respuestas
	Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	Consecuencias finales	Objetivos que sufren impacto						Etapa de origen	Etapa de impacto	Inicio proyecto	Proy. en marcha				
				A	P	C	O	R	O				P	I			
1	Experiencia relevante del promotor en este tipo de proyectos	Seguridad en el análisis de las circunstancias que enmarcan los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en un determinado contexto	El conocimiento de los aspectos técnicos del aprovechamiento eólico y del marco legal de referencia y desarrollo, así como adecuación a las características de producción en régimen especial, permite una buena concepción del proyecto y facilita su posterior desarrollo	1	1	1	1	1	1	1	Me	M/A	M/A	N/A	Implantación de sistemas de gestión de conocimiento corporativo para recoger esta experiencia; formación de equipos de trabajo combinando personal con experiencia y sin ella, para que esa experiencia vaya pasando al resto de personal de una manera más natural; si es factible, contratar personal para el proyecto que reúna todavía mayor experiencia que la del personal actual		
2	Integración del fabricante de aerogeneradores en el equipo de diseño, incluyendo desde la planificación inicial hasta la ingeniería de detalle y ejecución.	Defensa de intereses comunes al propietario y al fabricante de los aerogeneradores	Facilidad en la concepción, diseño y ejecución del proyecto	1	1	1	1	1	1	1	Me	M/A	M/A	N/A	Tratar de convencer al fabricante de que el éxito del proyecto, y no los aspectos comerciales de su venta (por ejemplo, la incorporación irreflexiva de más aerogeneradores de los necesarios, o de modelos anticuados), es lo que más rentabilidad comercial le va a aportar, al usar dicho éxito como referencia ante otros potenciales clientes.		

3	La administración está interesada en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o adquirir dicho interés en fases intermedias del mismo	Apoyo de las administraciones públicas, disposiciones concretas que favorecen los aprovechamientos eólicos, simplificaciones en la planificación; garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos	Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto	1	1	1	1	1	1	1	Todas	A	MA	A	IMA	Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos; convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas); movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos; sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de
4	Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica, ...	Las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente	Las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también el apoyo de la administración	1	1	1	1	1	1	1	Todas	Me	A	Me	A	Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos; convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas); movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos; sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de
5	El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración	Si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde	Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto	1	1	1	1	1	1	1	Todas	Me	MA	A	MA	Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos; convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas); movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos; sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de

Anexo 6

Criterios de ponderación de los factores de riesgo y criterios de ponderación de la eficacia de las respuestas

A.6.1. Criterios de ponderación de los factores de riesgo

A.6.1.1. Por la probabilidad de ocurrencia:

Alta: El factor evaluado se presenta con frecuencia. Su probabilidad media de aparición es en más del 70% de los casos.

Media: El factor evaluado se presenta ocasionalmente. Su probabilidad media de aparición es entre el 15 y el 70% de los casos.

Baja: El factor evaluado se presenta raramente. Su probabilidad media de aparición es en menos del 15% de los casos.

A.6.1.2. Por el impacto sobre el proyecto:

Alto: El factor evaluado origina sobrecostos superiores al 10% de la inversión o retrasos en los plazos previstos de más del 25% del total.

Medio: El factor evaluado origina sobrecostos superiores al 5% e inferiores al 10% de la inversión o retrasos en los plazos previstos de entre el 5 y el 25% del total.

Bajo: El factor evaluado origina sobrecostos inferiores al 5% de la inversión o retrasos en los plazos previstos de menos del 5% del total.

A.6.2. Criterios de ponderación de la eficacia de las respuestas

Alta: La respuesta evaluada reduce en más de un 50% las consecuencias derivadas del factor de riesgo analizado.

Media: La respuesta evaluada reduce entre un 30 y un 50% las consecuencias derivadas del factor de riesgo analizado.

Baja: La respuesta evaluada reduce en menos de un 30% las consecuencias del factor de riesgo analizado.

Anexo 7

Guía para desarrollar la encuesta sobre el listado de riesgos y sobre la metodología para su gestión

1. De la lista de los factores de oportunidades o amenazas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos que acaba de comentarse:
 - 1A. ¿Conoce algún otro posible factor que no esté incluido en esta lista y que considere que debería estarlo?
 - 1B. ¿Considera que puede o debe eliminarse alguno de los factores de esta lista que se le ha presentado?

2. Importancia que concede a los factores recogidos en la lista.
 - 2A. Por la posibilidad de ocurrencia (según criterio definido).
 - 2B. Por las consecuencias sobre el proyecto (según criterio definido).

3. De la relación de respuestas a los factores de oportunidades o amenazas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos que acaba de comentarse:
 - 3A. ¿Conoce alguna otra posible respuesta que no esté incluida en esta relación y que considere que debería estarlo?
 - 3B. ¿Considera que puede o debe eliminarse alguna de las respuestas de esta relación que se le ha presentado?
 - 3C. ¿Podría valorar la potencial eficacia de las respuestas que se proponen (según criterio definido)?

4. De la metodología para la gestión de los factores de oportunidades o amenazas en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos que acaba de comentarse:
 - 4A. ¿Podría ponderar su validez y utilidad entre un 0 y un 100%?
 - 4B. ¿Desea hacer alguna observación justificativa de su ponderación?

5. Datos de la persona que ha contestado a la encuesta.
 - 5A. Formación académica.
 - 5B. Años de experiencia profesional total.
 - 5C. Puestos desempeñados.
 - 5D. Años de experiencia en el sector eólico.
 - 5E. Puestos desempeñados en el sector eólico.
 - 5F. En función de su coste, proyecto eólico más pequeño en el que ha participado.
 - 5G. En función de su coste, proyecto eólico más grande en el que ha participado.

Anexo 8

Encuesta sobre la metodología propuesta para la gestión de amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

La gestión de las amenazas y oportunidades en estos proyectos se enfoca desde el punto de vista del propietario y del consultor que asiste al propietario. El planteamiento metodológico de la gestión de incertidumbres se estructura conforme a las diferentes fases del ciclo de vida del mismo.

- 0 – Planificación inicial.
- 1 – Contratación para el estudio de oportunidad.
- 2 – Estudio de oportunidad.
- 3 – Contratación para la evaluación del recurso.
- 4 – Evaluación del recurso.
- 5 – Contratación para el análisis de viabilidad.
- 6 – Análisis de viabilidad.
- 7 – Financiación.
- 8 – Planificación detallada.
- 9 – Contratación para la ingeniería de detalle.
- 10 – Ingeniería de detalle.
- 11 – Contratación para la ejecución.
- 12 – Ejecución.
- 13 – Refinanciación.
- 14 – Transferencia.
- 15 – Contratación para la explotación.
- 16 – Apoyo inicial a la explotación.
- 17 – Explotación.
- 18 – Abandono.

A.8.0. PLANIFICACIÓN INICIAL.

A.8.0.1. Planificación de la gestión del riesgo.

Revisión desde los conceptos básicos del proyecto, hasta los detalles de ejecución: evaluación de recursos, accesibilidad del emplazamiento, diseño mecánico y eléctrico, instrumentación y control, equipos críticos y redundancias, evacuación de la electricidad generada, etc., de acuerdo con la relación de tareas, ordenadas conforme a la evolución cronológica de su ejecución.

Partir de la identificación lo más clara posible de la idea del proyecto, complementada con la planificación *grosso modo* de sus distintas fases, con un mayor grado de detalle en las fases iniciales.

El plan de gestión del riesgo se configura como una parte o subconjunto del plan de gestión del proyecto en su totalidad. En general, el equipo de proyecto identificará los aspectos críticos iniciales de este tipo de inversiones y establecerá un primer diseño de su posible desarrollo.

A.8.0.2. Identificación de los riesgos iniciales.

Características básicas del emplazamiento seleccionado:

Aptitud eólica del emplazamiento (la zona elegida para la implantación cuenta con perspectivas *a priori* interesantes en cuanto a viento suficiente para el desarrollo del proyecto).

Accesibilidad al emplazamiento (fácil para personas y vehículos de pequeño tamaño).

Propiedad de los terrenos (que no impida el posible proyecto, como en el caso de reservas de dominio de cualquier tipo, parques naturales, explotaciones mineras, instalaciones militares, etc.).

Marco legal de referencia general:

Disposiciones que permitan o no impidan la producción independiente de energía eléctrica.

Posibilidad de conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción independiente y regulación de condiciones de venta de la electricidad producida (precio, negociación, etc.).

Política energética y disposiciones favorables para las energías renovables.

Participación de especialistas en meteorología y construcción, así como en los aspectos legales relativos a la producción de electricidad; consultas a las autoridades nacionales, regionales y locales con responsabilidades en los aspectos legales citados; entrevista a interlocutores locales que puedan aportar información de importancia para el proyecto, como particularidades meteorológicas, singularidades de accesibilidad o características significativas de cualquier otro tipo (paisajísticos, folclóricos o religiosos).

A.8.0.3. Evaluación cualitativa de los riesgos iniciales.

La evaluación, necesariamente cualitativa y sustentada en la experiencia previa de los asesores, puede, llevar al abandono del proyecto, ya sea porque el emplazamiento carezca de unos recursos eólicos mínimos, la accesibilidad resulte extremadamente dificultosa, su utilización sea inviable o no exista un marco legal mínimo que sustente la inversión.

De no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que asistan al promotor.

A.8.0.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Colaboración en esta fase inicial de especialistas que puedan opinar con garantías sobre los aspectos meteorológicos, constructivos y legales básicos del emplazamiento seleccionado; se atenderá particularmente a su selección, recurriendo a sus referencias y experiencia en este tipo de trabajos.

Especial cuidado en la selección de los responsables del estudio de oportunidad, evaluación del recurso y análisis de viabilidad que habrán de valorarse para su contratación en las fases siguientes.

Desarrollo de la planificación global del proyecto según los estándares mundiales en este campo; apoyo al promotor con un equipo experimentado para la planificación inicial; contratación de un consultor en dirección de proyectos; utilización de documentos existentes con información básica sobre estos proyectos.

A.8.1. CONTRATACIÓN PARA EL ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y seguimiento y control de los factores identificados previamente, asociados a la selección del equipo responsable de la siguiente fase.

Experiencia de los contratistas del estudio de oportunidad, incluidos consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor. Se identificarán los puestos clave del equipo, seleccionando al personal adecuado para dichos puestos, con la exigencia de clausulados contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal.

A.8.2. ESTUDIO DE OPORTUNIDAD.

A.8.2.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

La realización del análisis preliminar de las posibilidades técnicas y económicas de inversión en un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos (estudio de oportunidad), aclarará muchos aspectos no suficientemente definidos con anterioridad.

El seguimiento y control de las incertidumbres identificadas evidenciará el que algunos riesgos modificarán su importancia con el desarrollo del estudio (grado de accesibilidad del emplazamiento) e incluso algunos podrían desaparecer totalmente (reservas de dominio sobre los terrenos).

La profundización en el análisis de los parámetros que condicionan este tipo de proyectos, hará que afloren factores hasta entonces no evaluados que originan oportunidades y amenazas.

A.8.2.2. Identificación adicional de riesgos.

Características complementarias del emplazamiento seleccionado:

Posibilidades para un umbral mínimo del recurso eólico (capacidad de instalación de aerogeneradores en la zona elegida) para estimar dimensiones y posibilidades de producción.

Grado de accesibilidad al emplazamiento, incluyendo la posibilidad de llegada al mismo de vehículos de gran tamaño, necesarios para el transporte de los aerogeneradores y su montaje.

Particularidades de la propiedad de los terrenos, a fin de considerar compras, alquileres, derechos de paso y servidumbre, expropiaciones y usufructos o cualquier otra circunstancia que pudiese presentarse en la negociación de los derechos de ocupación.

Aspectos climáticos (tormentas, turbulencias, heladas, etc.).

Marco legal regulatorio de la producción independiente de electricidad:

Requisitos exigibles para la construcción de este tipo de instalaciones (planificación territorial, capacidad mínima y máxima, aspectos ambientales y de seguridad, etc.)

Garantías y condiciones de conexión a la red eléctrica general de estas instalaciones (obligación por parte del sistema eléctrico de aceptar la conexión, condiciones técnicas de la misma, etc.).

Incentivos para la producción independiente de energía eléctrica a partir de recursos energéticos renovables (subvenciones, primas, etc.).

Aspectos técnicos básicos:

Características de referencia de los aerogeneradores a utilizar (dimensiones, altura, rango de funcionamiento, potencia nominal, producción característica).

Características de la infraestructura eléctrica existente en la zona (distancia al emplazamiento, tensión y capacidad de la línea).

A.8.2.3. Análisis cualitativo del riesgo.

Primera evaluación de los riesgos identificados en la planificación inicial y en el estudio de oportunidad. La evaluación incluirá la probabilidad de ocurrencia del riesgo analizado y la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.). Tal evaluación servirá para un posterior análisis por medio de matrices de probabilidad e impacto, en el que se establecerá la priorización de los riesgos en función del nivel de importancia o de la gravedad que resultase de la combinación de la probabilidad de ocurrencia y del consiguiente impacto, sin olvidar el hecho cierto de que tales impactos pueden llevar asociados efectos negativos, consecuencia de amenazas, pero también efectos positivos, resultado de oportunidades para el proyecto.

La probabilidad y su impacto deben evaluarse para todos y cada uno de los riesgos identificados. Tal evaluación puede llevarse a cabo por medio de entrevistas o reuniones con interlocutores con conocimiento y experiencia en los riesgos que se desean evaluar; dichos interlocutores pueden ser miembros del equipo de proyecto o consultores externos especializados.

Deberá contarse con la participación de diversos especialistas: meteorología aplicada a parques eólicos, construcción, ingeniería eléctrica, financiación y aspectos legales relativos a la producción de electricidad y ocupación de terrenos, públicos y privados. Coordinación de esta fase dirigida por persona con experiencia en evaluación de riesgos (el resto de los participantes no tienen por qué tenerla).

Para todos y cada uno de los riesgos identificados, se evaluará la probabilidad de ocurrencia y el impacto consiguiente. El criterio de evaluación será cualitativo, estableciéndose una gradación en cinco niveles, tanto para probabilidad como para

impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto (MB, B, M, A, MA). Se anotarán detalles explicativos que justifiquen y aclaren los niveles asignados y las suposiciones en los que se basan (facilita eventuales revisiones posteriores).

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

Categorías de probabilidad del impacto		
Categoría	Definición	Descripción
MA	Suceso repetido o que ocurre con frecuencia.	Posibilidad de ocurrencia repetida del suceso en el futuro. Probabilidad media de ocurrencia del 50% de los casos.
A	Suceso probable o que ocurre varias veces.	Probabilidad de que el suceso ocurra varias veces en el futuro. Probabilidad media de ocurrencia del 5% de los casos.
M	Suceso ocasional o probable alguna vez.	Probabilidad de que el suceso ocurra alguna vez, de manera ocasional, en el futuro. Probabilidad media de ocurrencia del 0,5% de los casos.
B	Suceso remoto o de no probable ocurrencia.	No es probable la ocurrencia aislada del suceso en el futuro. Probabilidad media de ocurrencia del 0,05% de los casos.
MB	Suceso improbable o prácticamente imposible.	Es prácticamente imposible la ocurrencia aislada del suceso en el futuro. Probabilidad media de ocurrencia del 0,005% de los casos.

Tabla A.8.1: Categorías de probabilidad del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Categorías de consecuencia del impacto	
Categoría	Descripción
MA	Impacto crítico, que puede incluso suponer la garantía o fracaso del proyecto. Necesidad de respuesta general y urgente en todo el ámbito del proyecto, con actuaciones muy importantes durante meses o años. Posibilidad de efectos significativos y generalizados sobre el proyecto. Efectos serios a largo plazo sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
A	Necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del promotor, con actuaciones significativas durante semanas o meses. Posibilidad de efectos importantes pero no generales en el proyecto. Efectos significativos y duraderos sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
M	Necesidad de respuesta urgente desde alguno de los frentes de la promoción, con actuaciones significativas durante semanas. Posibilidad de efectos moderados y localizados en el proyecto. Efectos de corta duración sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
B	Necesidad de respuesta urgente de ámbito limitado, con actuaciones durante días o semanas. Posibilidad de efectos poco importantes en el proyecto.
MB	Consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, emplazamiento o sus proximidades. Sin consecuencias o efectos en el desarrollo del proyecto.

Tabla A.8.2: Categorías de impacto del riesgo en el aprovechamiento de recursos eólicos.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos.

Consecuencias del impacto	MA	2	3	4	4	4
	A	1	2	3	3	4
	M	1	2	2	3	3
	B	1	1	2	2	3
	MB	1	1	1	1	3
	MB	B	M	A	MA	
	Probabilidad del impacto					

Tabla A.8.3: Matriz cualitativa de riesgos.

Se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo. Esta convención puede modificarse de acuerdo con los criterios de los promotores, que deberán determinar a qué combinaciones de probabilidad e impacto se les asigna cada cualificación. Estas reglas de clasificación del riesgo deben establecerse con antelación e incluirse en la planificación del proyecto y de la gestión del riesgo.

La importancia de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos (4):

Marco legal que no considere la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no garantice la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca limitaciones extremas en el área prevista para el emplazamiento.

Riesgos altos (3):

Marco legal que no favorezca la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no facilite la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca condiciones limitantes en el área prevista para el emplazamiento.

Accesibilidad del emplazamiento.

Accesibilidad a la red eléctrica general.

Limitaciones del emplazamiento (espacio, recurso eólico mínimo, orografía, legislación, etc.).

La evaluación puede llevar al abandono del proyecto: posibilidades eólicas modestas (insuficiencia de espacio para un mínimo de aerogeneradores); accesibilidad extremadamente dificultosa (pendientes extremas, empleo de medios excepcionales); utilización inviable (cualquier limitación urbanística); marco legal mínimo para la inversión (producción independiente, conexión al sistema eléctrico).

De no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que asistan al promotor.

A.8.2.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Colaboración por parte de especialistas que analicen con rigor tanto los aspectos legales como de planificación del proyecto, así como la estructura organizativa y la coordinación entre promotores.

Selección del equipo que realizará el estudio de oportunidad solicitando sus referencias y acreditando la experiencia en este tipo de trabajos.

Planificación del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo y utilización de documentos existentes que aporten información básica de este tipo de proyectos.

Apoyo de la administración, para aclarar indefiniciones en la política energética que dificultasen el desarrollo del proyecto, y recabar su interés y participación en la solución de posibles conflictos.

Selección cuidadosa de los responsables de la evaluación del recurso y del análisis de viabilidad, cuya idoneidad habrá de valorarse para su contratación en las fases siguientes.

A.8.3. CONTRATACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas identificados previamente, asociados a la selección del equipo responsable de la fase de evaluación del recurso eólico.

Análisis de la calidad, experiencia y referencias en estos trabajos de los contratistas, incluyendo en los equipos de apoyo al promotor consultores especializados en dirección de proyectos. Identificación de puestos clave en estos equipos, seleccionando al personal más adecuado, con exigencia de cláusulas contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dichas personas.

A.8.4. EVALUACIÓN DEL RECURSO.

A.8.4.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

Las posibilidades energéticas del emplazamiento resultan casi totalmente aclaradas tras el estudio detallado de la factibilidad técnica de dicho proyecto (evaluación del recurso eólico), que completa la caracterización y cuantificación del viento en el emplazamiento con su potencial de generación de electricidad para un determinado número de aerogeneradores dispuestos de una manera definida.

Se modificará la ponderación de ciertos riesgos y se despejarán muchas incertidumbres relacionadas con el potencial del emplazamiento (acotación del número de aerogeneradores a instalar y producciones de electricidad esperadas, adecuación estructural de las máquinas a la meteorología local). Algunos riesgos desaparecen totalmente (incertidumbre sobre posibilidades eólicas mínimas o particularidades climáticas extremas).

El mejor conocimiento de las características eólicas del emplazamiento y de los aerogeneradores que es posible implantar en él, puede hacer que aparezcan nuevos riesgos hasta entonces no valorados.

A.8.4.2. Identificación adicional de riesgos.

Particularidades de la evaluación del recurso eólico:

Capacidad y experiencia del equipo responsable de la toma de datos y evaluación del recurso eólico, con referencias de trabajos previos.

Características del equipo de medida, sensores a instalar, altura sobre el nivel del suelo, frecuencia de mediciones y periodicidad del registro de datos.

Calibraciones de sensores y equipo de registro, tanto iniciales como posteriores periódicas, incluyendo revisión y ajuste de coeficientes de corrección.

Estructura y calidad de la recogida de datos; frecuencia de inspecciones de mantenimiento de instalaciones, periodicidad de recogida y de revisión y depuración de datos registrados y duración del periodo de medida, nunca inferior a un año.

Características y particularidades de las estaciones meteorológicas de referencia para el análisis a largo plazo; ubicación relativa al emplazamiento en estudio y calidad de cobertura de datos; particularidades de exposición al viento; identificación defectos en fiabilidad de datos y tendencias acusadas o discontinuidades (cambios en la exposición de las estaciones o en los equipos de medida sin ajustes o advertencia).

Control de calidad de datos para identificar y eliminar aquéllos sospechosos o perdidos, afectados por heladas, electricidad estática, anomalías de funcionamiento de sensores o equipos, etc.

Características de los modelos utilizados para la evaluación del recurso eólico.

Características eólicas del emplazamiento seleccionado:

Situación y detalles geográficos y orográficos; singularidades y accidentes próximos, señalando la distancia y altitud con respecto al emplazamiento analizado.

Rango de variabilidad de temperatura, humedad y presión atmosférica, y grado de insolación. Densidad del aire en el emplazamiento y amplitud de variación.

Aspectos climáticos singulares con posible afección al proyecto.

Caracterización del régimen de vientos en el emplazamiento.

Ponderación datos históricos disponibles, correlación con el emplazamiento y ajuste largo plazo.

Análisis de incertidumbre, determinación del error normal y previsiones a corto y largo plazo.

Campo de vientos para la disposición de aerogeneradores propuesta. Predicción de distribución de frecuencias y de condiciones del viento en cada uno de los aerogeneradores previstos.

Características de los aerogeneradores más adecuados para el emplazamiento:

Criterios utilizados en el tipo de aerogenerador más adecuado al emplazamiento.

Características básicas de los aerogeneradores cuya utilización se propone.

Características constructivas de los aerogeneradores propuestos (normas IEC de aplicación).

Características energéticas de los aerogeneradores propuestos (datos conforme a la norma IEC).

Cumplimiento de otras normas de la Comisión Electrotécnica Internacional.

Diseño básico de la implantación de aerogeneradores en el emplazamiento:

Criterios para el diseño preliminar de implantación de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Características energéticas del parque eólico diseñado:

Especificación de la curva de potencia del aerogenerador que se propone y que se ha utilizado para los cálculos de producción. Caracterización conforme a la norma IEC.

Verificación del ajuste de la curva de potencia a las condiciones del emplazamiento.

Características modelos de evaluación del recurso y determinación de producción electricidad.

Sistemática utilizada en el cálculo de la producción prevista en cada aerogenerador y de la total esperada en el parque eólico, incluida la previsión de pérdidas:.

Análisis de incertidumbre en la producción. Establecimiento de las previsiones de producción de electricidad a corto y largo plazo. Error normal y límites de confianza para las predicciones .

A.8.4.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.

Evaluación de las oportunidades y amenazas adicionales identificadas en esta fase del proyecto atendiendo a la probabilidad de ocurrencia del riesgo analizado y a la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto (plazo, coste, alcance, calidad, etc.).

Prioridades de los riesgos en función de su nivel de importancia o de la gravedad que resultase de la combinación de la probabilidad de ocurrencia y del consiguiente impacto, teniendo también aquí en cuenta que los impactos pueden llevar asociados efectos no sólo negativos, consecuencia de amenazas a los objetivos del proyecto, sino también positivos, de detectarse oportunidades para el proyecto.

Participación de especialistas en meteorología aplicada a parques eólicos, con medios y conocimientos suficientes para la revisión de la evaluación del recurso eólico en el emplazamiento propuesto, y la acotación de los riesgos asociados a tal evaluación. Expertos en técnicas de generación de electricidad eólica y en las características de los aerogeneradores existentes en el mercado.

La categorización de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos:

Marco legal que no considere la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no garantice la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca limitaciones extremas en el área prevista para el emplazamiento.

Riesgos altos:

Marco legal que no favorezca la producción de electricidad en régimen independiente.

Marco legal que no facilite la conexión de este tipo de instalaciones a la red eléctrica general.

Marco legal que establezca condiciones limitantes en el área prevista para el emplazamiento.

Accesibilidad del emplazamiento.

Accesibilidad a la red eléctrica general.

Limitaciones del emplazamiento.

La importancia de la ponderación de la potencia producible obtenida como resultado de la evaluación del recurso, aconseja extender el periodo de mediciones en el emplazamiento hasta un mínimo de tres años en ausencia de referencias históricas fiables.

Los resultados de la evaluación pueden llevar al abandono del proyecto, por unas posibilidades eólicas modestas, accesibilidad extremadamente dificultosa, utilización inviable por limitación urbanística o carencia de un marco legal mínimo que sustente la inversión.

De no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que en este caso se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor.

A.8.4.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Colaboración de especialistas que analicen con el máximo rigor las posibilidades eólicas del emplazamiento seleccionado, incluso aspectos legales y de planificación del proyecto.

Selección del equipo que habrá de realizar la evaluación del recurso eólico, contrastando sus referencias y acreditando su experiencia en estas tareas.

Utilización de documentación técnica ya existente que pueda aportar información de utilidad para un mejor conocimiento y desarrollo de este tipo de proyectos.

Apoyo de la administración, para ayudar a la solución de posibles conflictos y aclarar eventuales indefiniciones en el marco de la política energética que pudiesen dificultar el desarrollo del proyecto.

Selección cuidadosa de los responsables del análisis de viabilidad y la ingeniería de detalle, cuya idoneidad habrá de valorarse antes de proceder a su contratación en las fases siguientes.

A.8.5. CONTRATACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior, y seguimiento y control de los factores identificados previamente asociados a la selección del equipo responsable de la siguiente fase.

Experiencia de contratistas del análisis de viabilidad, con inclusión de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor y referencias contrastadas con clientes.

Sería de gran utilidad para los promotores el que se elaborase por parte de las administraciones públicas (o de alguna entidad o asociación particular) alguna publicación en la que se indicasen los criterios fundamentales para orientar y facilitar la selección con garantías de este tipo de empresas.

A.8.6. ANÁLISIS DE VIABILIDAD.

A.8.6.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

La práctica totalidad de las posibilidades energéticas de un determinado emplazamiento, incluidos sus aspectos legales, económicos y financieros, deberán quedar perfectamente definidos y delimitados.

Se alterará la ponderación de ciertos riesgos, y se eliminarán las incertidumbres relacionadas con la evacuación de la electricidad producida y los aspectos económicos referentes a la inversión a efectuar.

Algunos riesgos desaparecen totalmente, como las posibilidades máximas de evacuación de electricidad, las particularidades de la propiedad de los terrenos, o los permisos y autorizaciones.

Al mismo tiempo, el mejor conocimiento de las características definitivas de las instalaciones que se proyectan y de las necesidades de financiación, puede hacer que surjan nuevos riesgos.

A.8.6.2. Identificación adicional de riesgos.

Características técnico económicas del parque eólico propuesto:

Previsiones de producción anual neta de energía eléctrica y proyecciones a corto y largo plazo.

Necesidades de inversión: aerogeneradores completamente instalados, infraestructuras interiores del parque eólico, correcciones ambientales, expropiaciones, etc.

Necesidades de inversión en los accesos, incluidas posibles expropiaciones y eventuales medidas correctoras del impacto ambiental.

Necesidades de inversión en infraestructuras de evacuación: subestación, líneas eléctricas de interconexión, telecontrol, etc., actuaciones de protección ambiental y expropiaciones.

Análisis del mercado eléctrico:

Visión de conjunto del mercado eléctrico y de la política energética para las energías renovables.

Estructura de la industria de generación eléctrica: crecimiento demanda y limitaciones oferta.

Marco regulatorio y condiciones de las instalaciones de producción en régimen especial.

Precio de venta de la electricidad producida y características del contrato de compraventa.

Análisis de la financiación:

Visión de conjunto de la estructura financiera propuesta.

Resultados de explotación y evolución de la tesorería.

Caso base de necesidades financieras a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Análisis de sensibilidad.

A.8.6.3. Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos.

Siguiendo un método similar, se definirán las prioridades de los riesgos en función de su nivel de importancia o de la gravedad que resultase de la combinación de la probabilidad de ocurrencia y del consiguiente impacto, teniendo también aquí en cuenta que los impactos pueden llevar asociados efectos no sólo negativos, consecuencia de amenazas a los objetivos del proyecto, sino también positivos, de detectarse oportunidades para el proyecto.

Participación de especialistas en analizar la viabilidad técnica y económica de proyectos de inversión, capaces de acotar convenientemente los riesgos asociados al proyecto que se somete a evaluación. Será igualmente conveniente el concurso de especialistas en dirección de proyectos.

Valoración lo más precisa posible de las inversiones necesarias, y determinación de los valores de la producción de electricidad esperada a lo largo de la vida útil del proyecto.

Gastos de explotación de las instalaciones, incluyendo reposiciones y reparaciones, y amortización de inversiones.

Determinación del margen de explotación esperado y comparación con el coste de oportunidad de los capitales que será necesario invertir en el proyecto.

Los resultados propuestos como referencia para la financiación, presentados en la forma habitualmente llamada “caso base” deberán auditarse minuciosamente y someterse al oportuno análisis de sensibilidad.

La categorización de los principales riesgos en esta fase, que, obviamente, deberá adaptarse a los casos particulares que se analicen, puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos:

Poca fiabilidad en las previsiones de producción de electricidad, por insuficiencia de datos o por deficiencias en la evaluación del recurso.

Estimación poco rigurosa de los costes de construcción o de los costes de explotación.

Indefiniciones en el marco general de la política energética o en el marco legal que ampara la producción de electricidad en régimen independiente.

Riesgos altos:

Falta de garantías, directas o indirectas, de mantenimiento de los precios pagados a la electricidad producida por parques eólicos.

Emplazamiento con condiciones que puedan suponer limitaciones o restricciones a la implantación de un parque eólico (protección de la naturaleza, protección arqueológica, etc.).

Dificultades de accesibilidad del emplazamiento

Dificultades de accesibilidad a la red eléctrica general.

Excesiva vulnerabilidad en el análisis de sensibilidad frente a variaciones de ciertos parámetros.

Importancia de la ponderación de la energía producible y de la definición del parque eólico y sus instalaciones para la valoración de las inversiones requeridas y los resultados del análisis.

Abandono del proyecto, por posibilidades eólicas modestas, por dificultades de planeamiento o porque ciertos riesgos resulten excesivos para ser afrontados con unas mínimas garantías de éxito.

En caso de no resultar el proyecto abandonado, deberá procederse a planificar las respuestas a los riesgos residuales, concentradas en la cualificación de los asesores que deben asistir al promotor.

A.8.6.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Colaboración de especialistas que analicen con el máximo rigor la viabilidad técnica y económica del parque eólico proyectado, sin dejar de lado los aspectos legales y de planificación del proyecto.

Selección del equipo que habrá de realizar el análisis técnico y económico del proyecto, contrastando sus referencias y acreditando su experiencia previa en estas tareas.

Utilización de documentación técnica ya existente que pueda aportar información de utilidad para un mejor conocimiento y desarrollo del proyecto.

Apoyo de la administración, para aclarar indefiniciones en el marco de la política energética que dificultasen el desarrollo del proyecto y para cooperar en la solución de posibles problemas.

Selección cuidadosa de los responsables de la ingeniería de detalle.

A.8.7. FINANCIACIÓN.

Una vez el proyecto se encuentra perfectamente definido y el resultado del análisis de viabilidad es positivo, se requiere obtener la financiación necesaria para completar el desarrollo del proyecto.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y seguimiento y control de los factores que originan oportunidades y amenazas que ya han sido identificados previamente, asociados al estudio del proyecto y consiguiente propuesta de su financiación por parte de las entidades bancarias.

En la negociación de la financiación, el banco lleva a cabo su propia identificación de riesgos, seguida de los análisis cualitativo y cuantitativo y de la planificación de las respuestas.

La opción de financiación por proyecto (“project finance”) implica la necesidad de que las entidades financieras analicen el proyecto y entren en la estructuración de la financiación desde el principio, con el fin de preparar desde estas primeras etapas el esquema de coberturas más adecuado.

Los riesgos de mayor importancia suelen ser, por este orden, los derivados de la disponibilidad del recurso eólico, de la puesta en marcha y de la operación del parque eólico.

A.8.8. PLANIFICACIÓN DETALLADA.

A.8.8.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

La planificación detallada del proyecto, es una magnífica oportunidad de aclaración de algunos aspectos que pudiesen no haber sido suficientemente definidos en las fases anteriores.

Algunos riesgos modificarán su importancia con la planificación (procedimientos de coordinación interna y externa) y algunos podrían desaparecer totalmente (tipologías y clausulados contractuales).

La profundización en el análisis de ciertos parámetros que condicionan estos proyectos, aflorará otros factores no evaluados que podrían igualmente dar lugar a oportunidades y amenazas.

A.8.8.2. Identificación adicional de riesgos.

Gestión del proyecto:

Capacidad y experiencia del equipo de dirección del proyecto o coordinación de la ingeniería.

Capacidad y experiencia del equipo responsable de la ingeniería de detalle.

Capacidad y experiencia del equipo responsable del control de calidad en la ejecución.

Capacidad y experiencia de la dirección facultativa y coordinación de obra.

Planificación del proyecto:

Definición de la función de gestión de la calidad y especificaciones de la auditoría de la ingeniería de detalle.

Plan financiero: revisión del caso base y del análisis de sensibilidad, tanto para la construcción como para la fase de explotación.

Gestión de la contratación: planificación de compras, clausulados contractuales.

Gestión del riesgo: estrategia de distribución del riesgo, clausulados contractuales.

Planificación del proceso de apoyo en la fase inicial de operación.

Planificación contractual relativa a la explotación y mantenimiento del parque eólico.

A.8.8.3. Análisis cualitativo del riesgo.

No parece oportuno utilizar técnicas de análisis cuantitativo, pues en la actualidad se encuentran muy acotados los plazos de construcción y los costes de construcción de un parque eólico.

La probabilidad de ocurrencia del factor (riesgo) analizado y la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto deberá incluirse en la evaluación de las amenazas y oportunidades, que deberá efectuarse para todos y cada uno de los riesgos identificados.

La evaluación en esta fase puede llevarse a cabo por medio de entrevistas o reuniones con miembros del equipo de proyecto o con consultores externos especializados que tengan un buen conocimiento y experiencia de los riesgos que se desean evaluar.

Deberá contarse con la participación de especialistas en obra civil, construcción y montaje, ingeniería eléctrica y de comunicaciones, financiación y aspectos legales relativos a la contratación y aseguramiento, así como a la ocupación de terrenos, públicos y privados.

La coordinación de esta fase dirigida por una persona con experiencia en dirección de proyectos, de ser posible, con experiencia en la ingeniería de parques eólicos y construcción de los mismos.

Definidos los factores de riesgo e identificados los objetivos del proyecto que sufren impacto, se evaluará de manera cualitativa la probabilidad de ocurrencia y el nivel del impacto producido.

Se establecerá una gradación en cinco niveles, tanto para probabilidad como para impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto (MB, B, M, A, MA). Se anotarán detalles explicativos que justifiquen y aclaren los niveles asignados y las suposiciones en los que se basan, para facilitar eventuales revisiones posteriores.

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

Categorías de probabilidad del impacto	
Categoría	Descripción
MA	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 90% de los casos.
A	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 70% de los casos.
M	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 50% de los casos.
B	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 30% de los casos.
MB	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 10% de los casos.

Tabla A.8.4: Categorías de probabilidad en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Categorías de consecuencia del impacto	
Categoría	Descripción
MA	El impacto es del 100% sobre el objetivo considerado, lo que puede incluso suponer la garantía o fracaso del proyecto.
A	El impacto es del 50% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del promotor, y efectos significativos y duraderos sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
M	El impacto es del 25% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente por parte del promotor, y efectos de corta duración sobre la capacidad del promotor y credibilidad del proyecto.
B	El impacto es del 10% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta por parte del promotor, y posibilidad de efectos poco importantes en el proyecto.
MB	El impacto es del 5% sobre el objetivo considerado, con consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, y sin consecuencias o efectos en el desarrollo del proyecto.

Tabla A.8.5: Categorías de impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos que se presenta a continuación, en la que se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo.

Consecuencias del impacto	MA	2	3	4	4	4
	A	1	2	3	3	4
	M	1	2	2	3	3
	B	1	1	2	2	3
	MB	1	1	1	1	3
		MB	B	M	A	MA
		Probabilidad del impacto				

Tabla A.8.6: Matriz cualitativa de riesgos.

Esta convención se modifica con los criterios de los promotores, determinando a qué combinaciones de probabilidad e impacto se les asigna cada cualificación. Las reglas de clasificación del riesgo se establecen con antelación y se incluyen en la planificación del proyecto y de la gestión del riesgo.

La importancia de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos (4):

Carencia de una dirección del proyecto o coordinación de la ingeniería.

Mala calidad del proyecto constructivo.

Falta de control de calidad.

Riesgos altos (3):

- Defectos en el sistema de control de costes.
- Carencias en la dirección facultativa o en la coordinación en obra.
- Inadecuada planificación financiera.
- Planificación defectuosa del proyecto.
- Planificación inadecuada de la fase de explotación.

En esta fase resulta impensable el abandono del proyecto; en consecuencia deberá procederse a planificar respuestas a los riesgos residuales, que se concentran en la cualificación de los asesores y expertos que deben asistir al promotor en la planificación detallada del proyecto de parque eólico.

A.8.8.4. Planificación de la respuesta al riesgo.

Colaboración por parte de especialistas en dirección de proyectos y consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor que analicen con rigor los aspectos de planificación del proyecto, la estructura organizativa y la coordinación en ingeniería y en obra.

Selección del equipo que realizará la planificación detallada del proyecto, solicitando sus referencias y contrastando su experiencia en este tipo de trabajos.

Desarrollo de la planificación detallada en base a los estándares mundiales en este campo. Utilización de documentos que aporten información básica y faciliten el mejor conocimiento y desarrollo de este tipo de proyectos.

Selección cuidadosa de los responsables de la ingeniería de detalle y de la ejecución de las obras, cuya idoneidad habrá de valorarse para su contratación en las fases siguientes.

A.8.9. CONTRATACIÓN PARA LA INGENIERÍA DE DETALLE.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y seguimiento y control de los factores identificados previamente, asociados a la selección del equipo responsable de la siguiente fase del proyecto.

Experiencia de los contratistas de la ingeniería de detalle, y de los consultores seleccionados para apoyo al promotor. Identificación de los puestos clave del equipo, seleccionando al personal más adecuado, exigiendo que se asegure la asignación al proyecto de dicho personal.

A.8.10. INGENIERÍA DE DETALLE.

Deberán concretarse todos aquellos aspectos insuficientemente definidos en las fases anteriores.

Verificación de la implantación de las respuestas concebidas en la fase precedente y seguimiento y control de las incertidumbres (oportunidades y amenazas) anteriormente identificadas.

En este nivel de desarrollo del proyecto es muy poco probable que se modifique la importancia de alguno de los factores de riesgo previamente identificados, al igual

que resulta harto improbable que afloren otros factores (incertidumbres, riesgos) hasta entonces no evaluados.

A.8.11. CONTRATACIÓN PARA LA EJECUCIÓN.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y seguimiento y control de los factores que ya han sido identificados previamente, asociados a la selección del equipo responsable de la fase de construcción del parque eólico.

Análisis de la calidad, experiencia y referencias en este tipo de trabajos de los contratistas, incluyendo en los equipos de apoyo al promotor consultores especializados en dirección y coordinación de obras. Identificación de puestos clave en estos equipos, seleccionando al personal más adecuado y asegurando su al proyecto mientras dure su construcción y puesta en operación.

A.8.12. EJECUCIÓN.

La totalidad, de los aspectos de un determinado proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos, deberá estar totalmente aclarada tras haberse realizado la ingeniería de detalle de dicho proyecto.

Debería únicamente confirmarse lo adecuado de la ponderación de ciertos riesgos, a la vez que se despejarían incertidumbres residuales, relacionadas con aspectos geotécnicos locales.

No deberían aparecer nuevos riesgos hasta entonces no valorados y la gestión de los factores de riesgo se limitará a la implantación de las respuestas diseñadas en fases anteriores y al seguimiento y control de los factores previamente identificados.

A.8.13. REFINANCIACIÓN.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y seguimiento y control de los factores ya identificados previamente, asociados al nuevo estudio del proyecto y consiguiente propuesta de su refinanciación por parte de las entidades bancarias que pudiesen estar interesadas.

El banco lleva a cabo su propia identificación de riesgos, seguida de los análisis cualitativo y cuantitativo y de la planificación de las respuestas.

A.8.14. TRANSFERENCIA.

A.8.14.1. Seguimiento y control de los riesgos identificados.

La fase de transferencia de un proyecto supone una revisión minuciosa de todos los aspectos que lo configuran y, por lo tanto, es una magnífica oportunidad de aclarar aquellos detalles que pudiesen no haberlo sido suficientemente en fases anteriores.

El seguimiento y control de las incertidumbres anteriormente identificadas deberá certificar la práctica desaparición de un buen número de ellas, mientras que otras incertidumbres modificarán significativamente su importancia.

La profundización en el análisis de ciertos parámetros que condicionan este tipo de proyectos (estabilidad de la red eléctrica) puede hacer aflorar otros factores hasta entonces no evaluados.

A.8.14.2. Cierre del proceso de gestión del riesgo del proyecto de construcción.

La finalización de la construcción del parque eólico, con el complemento de las pruebas funcionales y las comprobaciones de las curvas de potencia de los aerogeneradores, entre otros parámetros a verificar, pone fin, lógicamente, a una serie de incertidumbres asociadas al diseño, la ingeniería y la construcción del proyecto de aprovechamiento de recursos eólicos en cuestión.

Se cierra el proceso de gestión del riesgo del proyecto de construcción y los posibles riesgos residuales, junto con eventuales nuevos riesgos, deberán transferirse a la fase de explotación.

A.8.14.3. Planificación adicional de la gestión del riesgo en la explotación.

La planificación adicional debe partir de la identificación lo más clara posible de la idea del proyecto de explotación, complementada con la planificación *grosso modo* de sus distintos aspectos.

El plan de gestión del riesgo se configura como una parte o subconjunto del plan de gestión del proyecto de explotación en su totalidad. En general, el equipo de proyecto identificará los aspectos críticos iniciales de este tipo de operaciones y establecerá un primer diseño de su posible desarrollo.

El promotor deberá ser auxiliado por personas con conocimiento suficiente para la identificación y planificación de las operaciones de explotación, tanto de la dirección del proyecto como de la propia gestión del riesgo durante la explotación del parque eólico.

Además de los aspectos propios de la dirección del proyecto de explotación, se efectuará una primera definición del enfoque que se dará a la gestión del riesgo, para lo que resulta inexcusable una primera identificación de los riesgos en esta fase.

A.8.14.4. Identificación adicional de riesgos en la explotación.

Condicionantes administrativos:

- Cumplimiento de requisitos ambientales.
- Cumplimiento de requisitos reglamentarios.
- Cumplimiento de requisitos laborales.

Requisitos de explotación:

- Verificación del cumplimiento de los protocolos de servicio y mantenimiento del parque eólico, tanto los propios aerogeneradores como las instalaciones auxiliares y complementarias.
- Adecuación de los plazos y operaciones de actualización (retrofitting) de los aerogeneradores.
- Idoneidad de los seguros para la explotación.

Deberá contarse con la participación de especialistas en la explotación de parques eólicos, tanto en sus aspectos técnicos como en los administrativos y legales, así como en los aspectos concretos relativos a la producción de electricidad en régimen especial.

A.8.14.5. Evaluación cualitativa de los riesgos adicionales en la explotación.

No parece oportuno utilizar técnicas de análisis cuantitativo, puesto que en la actualidad se encuentran ya muy acotados los protocolos y los costes de explotación de un parque eólico.

Las entrevistas o reuniones con miembros del equipo de proyecto y con consultores externos especializados en la explotación de los parques eólicos (con un buen conocimiento y experiencia de los riesgos que se desean evaluar), son el mejor procedimiento de evaluación de la probabilidad de ocurrencia del riesgo analizado, así como la importancia de su impacto sobre los objetivos del proyecto.

Deberá contarse con la participación de especialistas, particularmente en ingeniería eléctrica y de comunicaciones, así como financiación y aspectos legales relativos a la contratación y aseguramiento, así como a la ocupación de terrenos, públicos y privados.

La coordinación de esta fase debería dirigirse por alguna persona con experiencia en la dirección de proyectos y, de ser posible, con experiencia en la explotación de parques eólicos.

La probabilidad de ocurrencia y el impacto consiguiente sobre los objetivos del proyecto se definirán con términos descriptivos referentes a su importancia. Se establecerá una gradación en cinco niveles, para probabilidad y para impacto: muy baja, baja, media, alta, muy alta y muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto (MB, B, M, A, MA). Se anotarán detalles explicativos que justifiquen y aclaren los niveles asignados y las suposiciones en los que se basan, para facilitar eventuales revisiones posteriores.

Los extremos de esta gradación, es decir MB y MA, significan respectivamente que la probabilidad es despreciable (MB) o que el suceso ocurre casi con certeza (MA), en el caso de la probabilidad de ocurrencia, o que el impacto es despreciable (MB) o que es crítico y puede suponer el fracaso del proyecto (MA), en el caso de la evaluación de las consecuencias del impacto.

Categorías de probabilidad del impacto	
Categoría	Descripción
MA	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 90% de los casos.
A	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 70% de los casos.
M	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 50% de los casos.
B	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 30% de los casos.
MB	La probabilidad de ocurrencia se estima en el 10% de los casos.

Tabla A.8.7: Categorías de probabilidad en el aprovechamiento de recursos eólicos.

Categorías de consecuencia del impacto	
Categoría	Descripción
MA	El impacto es del 100% sobre el objetivo considerado, lo que puede incluso suponer la garantía o fracaso de la explotación.
A	El impacto es del 50% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente y amplia por parte del responsable de la explotación, y efectos significativos y duraderos sobre su capacidad y la credibilidad del proyecto.
M	El impacto es del 25% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta urgente por parte del responsable de la explotación, y efectos de corta duración sobre su capacidad y la credibilidad del proyecto.
B	El impacto es del 10% sobre el objetivo considerado, con la necesidad de respuesta por parte del responsable de la explotación, y posibilidad de efectos poco importantes en la misma.
MB	El impacto es del 5% sobre el objetivo considerado, con consecuencias limitadas a aspectos singulares del proyecto, y sin consecuencias o efectos en el desarrollo de la explotación.

Tabla A.8.8: Categorías de impacto en el aprovechamiento de recursos eólicos.

A partir de las categorías así definidas, se define la matriz cualitativa de riesgos que se presenta a continuación, en la que se emplea la convención 1, bajo; 2, moderado; 3, alto; y 4, extremo.

Consecuencias del impacto	MA	2	3	4	4	4
	A	1	2	3	3	4
	M	1	2	2	3	3
	B	1	1	2	2	3
	MB	1	1	1	1	3
		MB	B	M	A	MA
		Probabilidad del impacto				

Tabla A.8.9: Matriz cualitativa de riesgos.

Esta convención debe modificarse de acuerdo con los criterios de los promotores o responsables de la explotación, quienes deberán determinar a qué combinaciones de probabilidad e impacto se les asigna la cualificación de riesgo extremo, alto, moderado o bajo. Estas reglas de clasificación del riesgo se establecerán con antelación y se incluirán en la planificación del proyecto y de la gestión del riesgo.

La importancia relativa de los principales riesgos en esta fase puede establecerse como sigue:

Riesgos extremos (4):

Mala planificación del proyecto de explotación, incluso seguros.

Falta de control de calidad de las operaciones de servicio y mantenimiento.

Riesgos altos (3):

Defectos en el sistema de control de costes.

Carencias en la dirección o coordinación de la explotación.

Inadecuada planificación financiera.

A.8.14.6. Planificación de la respuesta al riesgo.

Colaboración de especialistas que puedan opinar con garantías sobre los aspectos administrativos, contractuales y legales vinculados a la explotación del parque eólico; se atenderá particularmente a la idoneidad de su selección, recurriendo a sus referencias y experiencia en este tipo de trabajos.

Se pondrá especial cuidado en la mejor selección de los responsables de la explotación del parque eólico, que habrán de valorarse para su contratación en la correspondiente fase.

Apoyo al promotor con un equipo experimentado en la explotación de parques eólicos o utilización de posibles documentos ya existentes con información básica sobre este tipo de proyectos.

A.8.15. CONTRATACIÓN PARA LA EXPLOTACIÓN.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior, así como seguimiento y control de los factores identificados previamente asociados a la selección del equipo responsable de la explotación.

Experiencia de los contratistas de la explotación del parque eólico, con inclusión de consultores especializados en la selección de los equipos de apoyo al promotor, solicitándose referencias en las peticiones de oferta, que deberían en todo caso contrastarse con los anteriores clientes.

Elaboración por parte de las administraciones públicas (o de alguna entidad o asociación particular) de alguna publicación en la que se indicasen los criterios fundamentales para orientar y facilitar la selección con garantías de este tipo de empresas.

A.8.16. APOYO.

Una vez finalizado satisfactoriamente la puesta en marcha del parque eólico, se requiere un periodo inicial de apoyo al responsable de su explotación (sea el promotor, usuario o un contratista).

Se implantarán las respuestas que se hubiesen diseñado en la fase anterior y se procederá al seguimiento y control de aquellos factores de riesgo que han sido previamente identificados.

A.8.17. EXPLOTACIÓN.

El apoyo inicial a la explotación servirá para mejor acotar las incertidumbres del proyecto en esta fase, reduciendo alguna de ellas a la vez que pueden apuntar modificaciones en otras.

Implantación de las respuestas concebidas en la fase anterior y al seguimiento y control de los factores que originan incertidumbre y que ya han sido identificados previamente.

A.8.18. ABANDONO.

Aunque es un tema algunas veces considerado como hipótesis, el coste de abandono de un parque eólico no se tiene realmente en cuenta en los modelos de análisis de rentabilidad o viabilidad, al no preverse tal posibilidad.

En el hipotético desmantelamiento de un parque eólico, la retirada de las cimentaciones de los aerogeneradores y la consiguiente restauración del terreno es una tarea todavía sin resolver por lo elevado de los costes asociados.

Anexo 9

Priorización del listado de riesgos (amenazas y oportunidades) en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos				
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	
1	12	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis del recurso	Se prescinde de auditar el informe (evaluación de recursos, selección de aerogeneradores, distribución en planta, ...) que resulta del análisis del recurso eólico, para su uso en la toma de la decisión de invertir	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño; obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque (si ha lugar)
2	21	Falta de cultura empresarial, o bien falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos, en particular en gestión de la contratación y en gestión de la calidad	(A) inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle; o (B) se prescinde de realizar un control de calidad de la ingeniería de detalle; es decir no existe una función real de gestión de la calidad ni un programa de aseguramiento de la calidad sino meramente un control de calidad en la ejecución; tampoco se audita el resultado final de esta fase de ingeniería de detalle	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en general, y en particular en la selección de los equipos de apoyo al promotor: solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre las ventajas de una adecuada gestión de la calidad y los riesgos de su ausencia; o bien, como mínimo, con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas y con recomendación de auditar el diseño, o bien de establecer equipos de control de calidad en fase de ingeniería de detalle, en el caso de grandes proyectos; obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar; formación a los cargos relevantes de las empresas: elaboración de diferentes modelos de contrato (para contratación única, o bien por paquetes, diferenciando entre obra civil: aerogeneradores; infraestructura eléctrica; infraestructura de comunicaciones) para la ingeniería de detalle por parte de este tipo de instituciones o por las asociaciones de promotores eólicos.
3	3	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación de los equipos responsables del estudio de oportunidad, evaluación de recursos, análisis de viabilidad, ingeniería de detalle, ejecución y explotación	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; identificación de los puestos clave del equipo, selección (con nombre y apellidos) del personal adecuado a dichos puestos; y exigencia de cláusulas contractuales que aseguren la asignación al proyecto de dicho personal; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a cláusulas y maneras de evitar estos problemas; elaboración de modelos de contrato para dichos servicios y para la ejecución, por parte de este tipo de instituciones o por las asociaciones de promotores eólicos

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Factores que originan amenazas			Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	Consecuencias finales	
4	17	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis de viabilidad	Se prescinde de auditar el diseño completo del parque eólico que resulta del análisis de viabilidad (distribución en planta, accesos y viales, infraestructura eléctrica, sistema de evacuación e interconexión a la red eléctrica general)	Falta de idoneidad del diseño básico del parque eólico que lleva a problemas en la realización de la ingeniería de detalle	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño
5	8	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis del recurso	(A) inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de recursos eólicos; o (B) inadecuado proceso de contratación que lleva a deficiencias o falta de calidad o experiencia en el analista que realiza la evaluación de recursos eólicos; o (C) a veces se contrata por separado la recogida de datos y la evaluación de los mismos	(A) falta calidad equipos medida, deficiencias montaje estación meteorológica o errores operación estación y recogida datos, que se traducen en retrasos, falta de calidad o carencias en los datos meteorológicos utilizados para la definición del proyecto; inexistencia repuestos estación meteorológica, o retraso entrega de los mismos por parte proveedor; con resultado pérdida datos meteorológicos en caso necesidad sustitución inmediata; o (B) inadecuación o insuficiencia datos para diseño, errores o impericia tratamiento dichos datos o en diseño disposición aerogeneradores en parque, con resultado mala definición proyecto, deficiencias estudio previsiones producción y escasa fiabilidad proyecciones largo plazo; periodo corto mediciones recurso eólico que llevan a estimación optimista recurso eólico y producción electricidad, con repercusión sobre previsión ingresos y análisis viabilidad; técnico evaluación recurso selecciona aerogeneradores (curva potencia, altura buje, sistema captación y orientación, protocolos funcionamiento) inadecuados para las condiciones (de viento, topografía, obstáculos, ...) emplazamiento elegido, lo que lleva a que solución técnica no sea óptima a efectos producción o costes inversión; o (C) retrasos evaluación recurso por discrepancia formato datos	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor: solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes: elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a procesos adecuados de contratación de la evaluación del recurso, incluyendo criterios de selección de este tipo de empresas, y la posible elaboración de un modelo de contrato para la evaluación del recurso por parte de este tipo de instituciones o por las asociaciones de promotores eólicos
6	32	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos)	(A) inadecuación de protocolos de recepción y puesta en marcha junto con clausulados contractuales inadecuados sobre garantías y penalizaciones; ello es debido a una falta de revisión crítica de los mismos por parte del equipo que realiza la ingeniería de detalle o, si es un llave en mano, del equipo que ayuda al promotor en la gestión del proyecto (dirección facultativa o consultores en dirección de proyectos); en caso de problemas en las pruebas de funcionamiento y rendimiento surgen discusiones, no conformidades, sobrecostes y retrasos. O (B) problemas en la activación de la documentación final: planos según construido (as build), manuales de operación y mantenimiento (por ejemplo, falta alguno de ellos o hay retrasos en su entrega o son defectuosos o de escasa calidad); o bien carencia de la exigencia contractual de documentación según construido o de los manuales de operación y mantenimiento, con repercusión negativa en la fases de transferencia, apoyo a la explotación o explotación	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor: solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes: elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas de consultoría. Posible elaboración de modelos de contrato para la ejecución y recepción de las obras por parte de este tipo instituciones públicas o privadas o por las asociaciones de promotores eólicos.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas	
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas		
7	2	Indefiniciones en el marco general de la política energética que llevan a las autoridades administrativas, o exceso de intervencionismo estatal en las autorizaciones.	Falta de apoyo de las administraciones públicas (desinterés que lleva a no solucionar problemas que puedan surgir, por ejemplo con la compañía eléctrica; o franca oposición), carencia de disposiciones concretas que favorezcan los aprovechamientos eólicos o la producción independiente, o incoherencia o contradicciones entre políticas gubernamentales (industria, ambiente); problemas (solicitud de información adicional para la que no existe exigencia legal, y que, en principio, no se había exigido ni parecía necesaria) y lentitud en la obtención de permisos y licencias o complejidad de aprobación del permiso de investigación del recurso del proyecto constructivo, de la declaración de impacto ambiental, y de la licencia de obra	Dificultades y aun inviabilidad del proyecto; retrasos e incluso exigencias de cambios en el proyecto	Consecuencias finales
8	4	Condicionantes estratégicos o corporativos, o bien de plazo, que influyen en la contratación	Imposiciones por parte del cliente o de autoridades administrativas de determinadas empresas en contratos, subcontratos y suministros; precipitación o falta de rigor en la evaluación de ofertas o en la adjudicación y contratación por causa de presiones del cliente a efectos de plazo	Contratación inadecuada de las fases de estudio de oportunidad, evaluación del recurso, análisis de viabilidad, ingeniería de detalle, ejecución o explotación	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") que normalmente tratarán de convencer al cliente de su error y, en todo caso, de avisarle del peligro; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos problemas y con bases de datos de empresas cualificadas para cada tipo de papel; uso de posibles modelos de contrato (preparados por dichas instituciones o por asociaciones de promotores eólicos) para evitar que este tipo de presiones resulten en contratación de empresas no adecuadas, o que, aun siéndolo, no tienen intención de cumplir unos requisitos mínimos. Negociación previa de acuerdos con la administración para evitar o aliviar estos problemas.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos				
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	
9	33	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor, o falta de conocimientos legales del cliente, o desidia o malicia por su parte, o bien contratación inadecuada con falta de experiencia o de previsión del contratista o de la dirección facultativa a la hora de ejecutar las obras	Falta de atención a las condiciones expresadas en las autorizaciones administrativas por causa de una omisión de la dirección facultativa, o por instrucciones en contra del cliente, o porque éste no proporciona la documentación a la dirección facultativa	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en general y, en particular, en la selección de los equipos de apoyo al promotor: solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre este tipo de problemas y con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; formación a los cargos relevantes de las empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas de consultoría.
10	1	Experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (a veces existe una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, pero es la primera vez que se introduce en el negocio eólico)	(A) exceso de optimismo sobre las posibilidades reales de éxito del proyecto (concesión de licencias, costes de inversión, resultados económicos de la explotación); o (B) desconocimiento del conjunto de tareas que abarca el proyecto, de las alternativas de contratación para dichas tareas, de los aspectos legales que le afectan, o de las particularidades de su financiación; o (C) el alcance del proyecto (necesidades del mismo, actividades de éste: por ejemplo, entender que es necesario analizar la accesibilidad del emplazamiento y las posibilidades de evacuación de energía) no está plenamente entendido por el promotor, ni adecuadamente descrito, o presenta vaguedades en su línea definitiva, y no comprende la totalidad necesaria y exigible de datos para poder contratar correctamente la evaluación del recurso, el análisis de la viabilidad o la ingeniería de detalle.	Desarrollo de la planificación global del proyecto en base a los estándares mundiales en este campo (PMBok, ICB-IPMA, etc.); apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes (por ejemplo, "Basic aspects of the wind energy", publicado por la Unión Europea; de todas formas, este documento no incluye aspectos esenciales como la estimación de costes de inversión ni de explotación por MW)

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos				
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	
11	37	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico	<p>Si el explotador es el promotor: contratación de una asesoría externa; externalización de la explotación; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a la explotación de parques eólicos / Si el explotador es una empresa contratada por el promotor: utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas en este campo.</p>
12	13	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis detallado del emplazamiento y de su entorno	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de la viabilidad del proyecto	<p>Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas, al margen de la posible elaboración de un modelo de contrato para el análisis de la viabilidad por parte de este tipo de instituciones o por las asociaciones de promotores eólicos; preacuerdo con la compañía eléctrica que opera en la zona, para facilitar la evacuación de la energía a generar (como respuesta a posibles limitaciones de potencia instalada).</p>
13	6	Experiencia insuficiente del promotor en este tipo de proyectos (a veces existe una cierta experiencia en otros tipos de proyectos, pero es la primera vez que se introduce en el negocio eólico) unida a un exceso de confianza en las propias posibilidades técnicas y económicas	Estructura organizativa inadecuada o inexistente, falta de coordinación entre los promotores, diferencia de cultura empresarial entre asociados, o falta de experiencia en proyectos previos de parques eólicos, que llevan a minusvalorar la importancia de alguna de las tareas o contrataciones del proyecto	<p>Apoyo al promotor con un equipo experimentado para el estudio de oportunidad y el análisis de la viabilidad, o contratación de un consultor en dirección de proyectos (project management); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información básica con respecto a estos proyectos, o utilización de posibles documentos de este tipo ya existentes (por ejemplo, "Basic aspects of the wind energy", publicado por la Unión Europea; de todas formas, este documento no incluye aspectos esenciales como la estimación de costes de inversión ni de explotación por MW); organización de reuniones con responsables bancarios y de la administración para reducir el posible exceso de confianza</p>

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos				
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	
14	29	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuada planificación contractual relativa a la explotación y mantenimiento del parque	Asistencia al promotor con un equipo experimentado en la explotación de parques eólicos; planificación contractual adecuada; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management" , o, en este caso, específicamente, en seguros); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos aspectos. Posible elaboración de modelos de contrato para la explotación por parte de este tipo instituciones públicas o privadas o por las asociaciones de promotores eólicos.
15	20	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos	No existe realmente una dirección del proyecto o una figura de coordinador de ingeniería, o se efectúa un inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de dicha dirección o coordinación	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos problemas y sus soluciones en este tipo de proyectos; organización de cursos y seminarios de formación de dirección de proyectos.
16	19	Falta de cultura empresarial, o bien falta de experiencia (o experiencia insuficiente) del promotor en proyectos similares , o falta de experiencia en financiación de proyectos, que le lleva, en cualquiera de los casos, a minusvalorar la importancia del análisis de viabilidad	Se prescinde de auditar los aspectos financieros que resultan del análisis de viabilidad.	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con recomendación de auditar el diseño; obligatoriedad de auditar, impuesta por las entidades financieras o por la compañía compradora del parque, si ha lugar
17	14	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en proyectos similares, que le lleva a minusvalorar la importancia del análisis de viabilidad.	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas y con respecto a las necesidades y costes de mantenimiento de parques eólicos.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos				
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	
18	27	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación y gestión del riesgo.	Planificación defectuosa del proyecto	Desarrollo de una función adecuada de gestión del riesgo; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management", o, en este caso, específicamente, en seguros); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos aspectos; establecimiento de un sistema de gestión del conocimiento por parte del promotor que evite estos problemas en fases posteriores (Informes fin de proyecto con bases de datos corporativas de lecciones aprendidas, listas de comprobación, plantillas para diferentes actividades del proyecto, ...).
19	30	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas
20	7	Falta de carácter o capacidad, dispersión o desagregación de la autoridad o deficiencias de liderazgo en la promoción del proyecto	Carencia de un liderazgo claro, bien definido y respetado	Apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección o gestión del proyecto
21	9	Problemas con los permisos para la instalación de la estación meteorológica al denegar dicho permiso el propietario del terreno o al denegar el Ayuntamiento por conflictos de intereses, al no poder conseguir las contraprestaciones deseadas	Dificultades de acceso al emplazamiento elegido para dicha instalación	Negociar un precio más elevado con el propietario, aumentar las contrapartidas a la Administración
22	10	Desacuerdo o rechazo de grupos ecologistas o de otros grupos de presión (por ejemplo, de los propietarios de terrenos afectados o de la competencia), o causas similares	Robo de materiales o equipos para la toma de datos meteorológicos durante su instalación o funcionamiento, vandalismo o sabotaje de dichos equipos	Inspección periódica (incluso diaria) del estado de las instalaciones y recogida quincenal de datos; uso de instalaciones que radian los datos de manera continua; mejoras en las negociaciones con los propietarios; uso de polizas de seguro para las instalaciones.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos			
Ord	Nº	Factores que originan amenazas	
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas
23	38	Oscilaciones significativas en los tipos de interés o en el cambio de divisas, restricciones de crédito, aumento de los impuestos, modificaciones legales en tarifas, sea en su cuantía o en las condiciones de su aplicación (potencial eliminación de la obligación de adquisición de la energía por el sistema eléctrico, cuya revisión esté prevista en la legislación española cuando la potencia instalada en todo el territorio supere un límite), que afectan al valor de la producción	Alteración de las condiciones de referencia utilizadas en el estudio financiero del proyecto
			Consecuencias finales Impacto negativo en los parámetros de explotación
			Principales respuestas Escoger modalidades de financiación a interés fijo o a interés variable con topes o limitaciones; asegurarse de que las compras se van a hacer todas en euros o usar seguros de cambio, si no queda más remedio; asociarse con empresas del mismo tamaño o de mayor tamaño para romper las restricciones de crédito; fomentar el asociacionismo entre promotores para poder disponer de un grupo de presión ante potenciales aumentos en los impuestos. Elaboración de una lista de hipótesis asumidas en el análisis de la financiación, con procedimientos adecuados para la toma de decisiones en caso de este tipo de cambios.
24	22	Falta de cultura empresarial, o bien falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos, en particular en control de costes	Planificación deficiente del proyecto o inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la dirección facultativa
			Defectos en el sistema de control de costes, escaso control de certificaciones de obra y posibles desviaciones presupuestarias
			Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre la planificación del proyecto y el control de costes y sobre criterios de contratación de este tipo de profesionales.
25	36	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación; o bien en gestión financiera.	Falta de rigor del promotor o explotador en materia de gestión financiera o falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico
			Defectos en el sistema de control de costes de explotación, falta de supervisión de la gestión financiera; esto produce interrupciones del flujo de caja (tesorería), lo que lleva a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone disminución del período de vida útil del aerogenerador o de sus partes, disminución del rendimiento y, por tanto, peor calidad de la explotación y mermas en la rentabilidad de la misma
			Defectos en el sistema de control de costes de explotación, falta de supervisión de la gestión financiera; esto produce interrupciones del flujo de caja (tesorería), lo que lleva a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone disminución del período de vida útil del aerogenerador o de sus partes, disminución del rendimiento y, por tanto, peor calidad de la explotación y mermas en la rentabilidad de la misma
			Si el explotador es el promotor: contratación de una consultoría externa: externalización de la explotación / Si el explotador es una empresa contratada por el promotor: utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa: solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas en este campo. Posible elaboración de modelos de contrato para la explotación por parte de este tipo de instituciones públicas o privadas o por las asociaciones de promotores eólicos.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas	
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas		
26	15	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación o en gestión financiera.	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable del análisis de viabilidad del proyecto, o bien falta de rigor del promotor o de la entidad financiera a la hora de comprobar que la financiación definitiva se corresponde con, o mejora la, planificación financiera realizada en el análisis de viabilidad.	Interrupción del flujo de caja por defectos no detectados en la financiación (tesorería), que lleva a retrasos en mantenimiento, servicio o reparación; todo ello supone disminución del periodo de vida útil del aerogenerador o de sus partes, disminución del rendimiento y, por tanto, peor calidad de la explotación y mermas en la rentabilidad de la misma	Si el problema parte del análisis de la viabilidad: utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas / Si se trata de un problema posterior: contratación de una empresa que asesore al promotor o a la entidad financiera en este momento.
27	26	Inadecuada planificación financiera del proyecto, combinada o no con limitaciones presupuestarias	Carencia de financiación suficiente para evitar pérdidas de producción.	Financiación fragmentada y no coordinada; interrupción del flujo de caja en la explotación por defectos no detectados en la financiación (tesorería); por ejemplo, problemas de este tipo a la hora del pago de impuestos (IVA y sociedades), o cuando llega el momento de realizar las operaciones de mantenimiento (sustitución de subsistemas: palas, multiplicadores, sistema de control, ejes, entre otros); como consecuencia, retrasos en las reparaciones que disminuyen la producción (y la rentabilidad).	Estimación realista de los costes de explotación por especialistas; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); apoyo al promotor con un equipo experimentado para el análisis de viabilidad del proyecto: elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) que refleje la importancia de una buena planificación financiera
28	5	Limitaciones presupuestarias sin renuncia a parte del alcance del proyecto	Se contempla el precio como único criterio de adjudicación; aceptación de bajas significativas en la negociación de la oferta por ingenuidad, falta de conocimiento de las posibles consecuencias o malicia; en la contratación se presiona para reducir el beneficio del contratista; se usan las ofertas más bajas para presionar a los restantes ofertantes (bid-shopping); desequilibrio contractual en el reparto del riesgo (precio cerrado cuando ello no es oportuno, penalizaciones desproporcionadas, etc.)	Retrasos del contratista para tratar de encontrar personal y empresas más económicos; merma en la calidad que se traduce en defectos a subsanar en la ejecución, o en problemas de explotación; abandono de la obra por el contratista y problemas para continuarla con otro (si no se liquida al contratista inicial).	Estimación realista de los costes por especialistas; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); renuncia a parte del alcance del proyecto, dejándolo para futuras ampliaciones; tener en cuenta como criterio de adjudicación, en todo caso, el coste en el ciclo de vida y no el coste de inversión
29	11	Condiciones meteorológicas adversas en el emplazamiento	Electricidad estática (de tipo ambiental, causada por el viento) o tormentas eléctricas que inutilizan el sensor o el registrador o derriban la torre, viento que derriba la torre, formación de hielo en los sensores que los inutiliza temporalmente o provoca errores en el registro por un mal funcionamiento o hielo en los sensores de la torre, que terminan alojándose y provocan la caída de la torre	Retrasos o pérdida de datos meteorológicos, impredecibles para la evaluación del recurso y para el análisis de viabilidad del proyecto	Inspección periódica del estado de las instalaciones y recogida quincenal de datos; uso de instalaciones que radian los datos de manera continua; uso de torres autoportantes (pueden tener también este tipo de problemas, por acumulación de nieve en su parte superior, pero la probabilidad de problemas es menor); uso de instalaciones calefaccionadas;

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Factores que originan amenazas		Principales respuestas	
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas		
30	23	Falta de cultura empresarial, o bien falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos, en particular en gestión de la calidad	No se contrata un control de calidad en la ejecución, o se cede al contratista (o a una empresa de su grupo) dicho control	Defectos de ejecución, vicios ocultos	Contratación directa de una empresa de control independiente del contratista; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre la importancia de este aspecto y sobre criterios de contratación de este tipo de empresas.
31	24	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos	Inadecuada planificación del proyecto (que no contempla el que la dirección facultativa u otra figura de consultoría resida en obra para realizar, entre otras cosas, la coordinación de obra) o proceso inadecuado de selección o contratación del equipo responsable de la dirección facultativa	La dirección facultativa no ejerce sus funciones (según la LOE, establecidas para el director de la ejecución de la obra) y se originan malentendidos y retrasos por falta de eficacia en la coordinación en obra (propiedad, contratistas, montadores)	Planificación adecuada del proyecto, utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información sobre la importancia de este aspecto y sobre criterios de contratación de este tipo de empresas.
32	25	Inadecuada planificación financiera del proyecto, combinada o no con limitaciones presupuestarias	Carencia de financiación suficiente para evitar retrasos ante imprevistos.	Financiación fragmentada y no coordinada; interrupción del flujo de caja durante la ejecución por defectos no detectados en la financiación (tesorería); por ejemplo, problemas de este tipo a la hora del pago de impuestos (IVA); como consecuencia de ello, retrasos en los pagos al contratista, que afectan al desarrollo de la construcción	Estimación realista de los costes de explotación por especialistas; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management"); apoyo al promotor con un equipo experimentado para el análisis de viabilidad del proyecto; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) que refleje la importancia de una buena planificación financiera; analizar la posibilidad de disponer, de manera previa, de una línea de crédito para estas situaciones.
33	28	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuada planificación contractual relativa al proceso de apoyo durante la fase inicial de la operación	En el contrato de ejecución no se exige la documentación sobre incidencias generada durante la formación y entrenamiento específico del personal de operación y mantenimiento (operation, service & maintenance) de las instalaciones, de lo que se derivan mermas en la producción	Planificación contractual adecuada; utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management", o, en este caso, específicamente, en seguros); elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos aspectos. Posible elaboración de modelos de contrato para la ejecución y recepción de las obras por parte de este tipo de instituciones públicas o privadas o por las asociaciones de promotores eólicos.
34	31	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del equipo responsable de la ingeniería de detalle o del contratista o contratistas en obra	Inadecuada gestión de la subcontratación o de la coordinación en ingeniería y en obra por parte de la ingeniería o el contratista; ello lleva a falta de formalidad en el cumplimiento de los plazos por los subcontratistas	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peiciones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a procedimientos adecuados de contratación, criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas; exigencia de certificaciones de calidad a los subcontratistas; establecimiento de listas de contratistas y subcontratistas recomendados, por parte de las asociaciones de promotores eólicos.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Factores que originan amenazas			Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	Consecuencias finales	
35	35	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en dirección de proyectos y, en particular, en gestión de la contratación y gestión del riesgo.	Falta de rigor del promotor-explotador en materia de seguros o falta de adecuación en la selección o contratación del equipo responsable de la explotación del parque eólico	Falta de revisión de los clausulados contractuales en la revisión y actualización de seguros y garantías tras terminar la construcción, así como en las posteriores renovaciones, con carencias en el alcance de las coberturas, lo que puede llevar a sobrecostos por contingencias no previstas adecuadamente	Si el explotador es el promotor: contratación de una asesoría externa (entre otras cosas, especializada en seguros); externalización de la explotación; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto al aseguramiento durante la explotación de parques eólicos / Si el explotador es una empresa contratada por el promotor: utilización de consultores especializados en la selección de esta empresa; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas en este campo. Posible elaboración de modelos de contrato para la explotación por parte de este tipo instituciones públicas o privadas o por las asociaciones de promotores eólicos.
36	34	Falta de experiencia o experiencia insuficiente del promotor en gestión de contratación	Inadecuado proceso de selección o contratación del contratista o contratistas	Inadecuación de las técnicas de construcción, inexperiencia o inadecuación técnica de subcontratistas, suministradores, instaladores o montadores, que exige un esfuerzo añadido en el control de calidad, con sobrecostos y retrasos.	Utilización de consultores especializados (por ejemplo, en dirección de proyectos, "project management") en la selección de los equipos de apoyo al promotor; solicitud de referencias en las peticiones de ofertas y contraste con los clientes; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a criterios de selección de este tipo de empresas; establecimiento de una estrategia de contratación que permita, como mínimo, el derecho de veto del promotor sobre los subcontratistas; exigencia de certificaciones de calidad a los contratistas; establecimiento de listas de contratistas recomendados, por parte de las asociaciones de promotores eólicos.
37	16	Falta de experiencia global del promotor, desidia por acumulación de trabajo, desacuerdos entre socios	Retrasos innecesarios en la toma de decisiones complejas por parte del promotor (por ejemplo, en el tipo y características específicas del aerogenerador)	Retrasos en el análisis de viabilidad del proyecto	Apoyo al promotor con un equipo experimentado para la dirección o gestión del proyecto

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Factores que originan amenazas			Principales respuestas
		Causa primera / raíces	Consecuencias inmediatas	Consecuencias finales	
38	18	Falta de experiencia del promotor en proyectos similares, que le lleva a ignorar o minusvalorar las interrelaciones entre ingeniería básica y de detalle.	Excesivo solape entre las fases de análisis de viabilidad y de ingeniería de detalle	Al solaparse dichas fases, se generan posibles indecisiones (por ejemplo, sobre la tensión de evacuación a la red, o sobre el tipo de aerogenerador, entre otras); o existen modificaciones en el diseño conceptual, externas (por ejemplo, que la compañía eléctrica cambia la arquitectura de red) o internas (por ejemplo, el cliente, al recibir una oferta muy favorable -en coste o garantía- de otro tipo de aerogeneradores, cambia su elección); por cualquiera de dichas causas, se originan retrasos, indefiniciones y errores, obligando al rediseño en la ingeniería de detalle	Reducir el solape, sobre todo en lo que se refiera a elección de aerogeneradores e infraestructura eléctrica; elaboración de alguna publicación por parte de la administración (IDAE, consejerías al cargo de la energía) con información con respecto a estos problemas en este tipo de proyectos y su solución
39	39	Inexperiencia general del sector	El coste de abandono no se considera en absoluto o no de la manera adecuada en el modelo de análisis de la rentabilidad (viabilidad), ya que no se prevé dicha posibilidad	La tecnología a futuro tiende a aerogeneradores de mayor tamaño que supondrían mayores cimentaciones y colocadas a mayores distancias (en lugares diferentes a los actuales); ello puede trastocar los cálculos de rentabilidad, ante la obligación, incluso si se sigue explotando el parque actualizado, de eliminar las cimentaciones antiguas y restaurar el terreno.	No existe hoy en día solución al problema de la retirada de las cimentaciones, y éste es un tema sobre el que se debe trabajar.

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos			
Factores que originan oportunidades		Principales respuestas	
Ord	Nº	Causa primera / raíces	Consecuencias finales
1	3	La administración está interesada en favorecer el desarrollo del sector eólico en el momento de iniciarse el proyecto, o adquiere dicho interés en fases intermedias del mismo	Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto
		Apoyo de las administraciones públicas, disposiciones concretas que favorecen los aprovechamientos eólicos, simplificaciones en la planificación; garantía del marco legal y tarifario asociado al aprovechamiento de recursos eólicos	Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos: convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas); movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos; sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación, ...); acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa índole: por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente)
2	1	Seguridad en el análisis de las circunstancias que enmarcan los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en un determinado contexto	El conocimiento de los aspectos técnicos del aprovechamiento eólico y del marco legal de referencia y desarrollo, así como adecuación a las características de producción en régimen especial, permite una buena concepción del proyecto y facilita su posterior desarrollo
		Seguridad en el análisis de las circunstancias que enmarcan los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos en un determinado contexto	Implantación de sistemas de gestión de conocimiento corporativo para recoger esta experiencia; formación de equipos de trabajo combinando personal con experiencia y sin ella, para que esa experiencia vaya pasando al resto de personal de una manera más natural; si es factible, contratar personal para el proyecto que reúna todavía mayor experiencia que la del personal actual
3	5	Si la administración es receptiva, obtiene ventajas comparativas frente a otros promotores que van a llegar más tarde	Eliminación de barreras al desarrollo del proyecto; reducción de las incertidumbres de la explotación a medio y largo plazo, acotando la rentabilidad del proyecto
		El promotor es el primero (o de los primeros) en plantear la inversión en el marco de una determinada administración	Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos: convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas); movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos; sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación, ...); acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa índole: por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente)

Listado de factores que originan amenazas y oportunidades en proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos					
Ord	Nº	Causa primera / raíces	Factores que originan oportunidades		Principales respuestas
			Consecuencias inmediatas	Consecuencias finales	
4	2	Integración del fabricante de aerogeneradores en el equipo de diseño, incluyendo desde la planificación inicial hasta la ingeniería de detalle y ejecución.	Defensa de intereses comunes al propietario y al fabricante de los aerogeneradores	Facilidad en la concepción, diseño y ejecución del proyecto	Tratar de convencer al fabricante de que el éxito del proyecto, y no los aspectos comerciales de su venta (por ejemplo, la incorporación irreflexiva de más aerogeneradores de los necesarios, o de modelos anticuados), es lo que más rentabilidad comercial le va a aportar, al usar dicho éxito como referencia ante otros potenciales clientes.
5	4	Se producen situaciones económicas, sociales o políticas que pudieran beneficiar al proyecto: por ejemplo, subida de carburantes tradicionales, endurecimiento de la normativa sobre contaminación atmosférica, ...	Las condiciones de referencia para el desarrollo de proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos se modifican, social, legal o económicamente	Las tasas de rentabilidad del proyecto pueden aumentar, y también el apoyo de la administración	Promoción directa de la idea, ante los responsables de la administración para convencerles de las ventajas de todo tipo (políticas, sociales, económicas, ambientales) asociadas a estos proyectos; convencer a los propietarios del terreno de las ventajas que van a tener (normalmente económicas); movilización de grupos de presión favorables a estos proyectos; sensibilización de la opinión pública (de manera positiva, explicando las ventajas de estos proyectos, o negativa, explicando las desventajas de otras formas de generación de energía) de diversas maneras (conferencias, medios de comunicación, ...); acuerdos con los interlocutores válidos de la administración que refuercen o aumenten las ventajas para el proyecto en curso (acuerdos de muy diversa índole: por ejemplo, asociarlo a la implantación de nueva industria en la zona, o ampliación de la existente)

Anexo 10

Validación de la metodología propuesta para la reducción del riesgo (amenazas y oportunidades) en los proyectos de aprovechamiento de recursos eólicos

Valoración del listado de riesgos y la metodología

Resultados de la encuesta									
Identif.	Aceptación	Pros y contras			Valoración (de 0 a 10)			Observaciones	
		Ventajas	Inconvenientes	Aplicabilidad en función de costes, plazos y actividades a realizar	Potencial grado de eficacia en su empresa (carácter adaptativo)	Potencial grado de eficacia en general	Valoración global	Otras observaciones	
1	LCS A	Metodología sistemática, clara, y con progresión adaptada a la cronología del proyecto. De gran ayuda en el desarrollo del proyecto.	La dirección del proyecto puede oponerse a un excesivo protagonismo de la gestión del riesgo. En muchos casos el promotor carece de suficiente cultura empresarial para aceptar la propuesta.	8	9	10	9	Aquellos promotores que llevan algún tiempo en el sector han ido aprendiendo de su experiencia y de la de otros la mayor parte de las propuestas.	
2	CJV A	Ayuda a que el promotor entienda el desarrollo del proyecto y a que los técnicos dediquen su tiempo a trabajar en vez de a dar explicaciones y buscar justificaciones ante la propiedad.	La falta de cultura empresarial en algunos promotores hace difícil que acepten la utilidad de los procedimientos de sistematización y organización del trabajo hasta que han sufrido algunos fracasos significativos.	7	8	6	8	Aquellos promotores que llevan algún tiempo en el sector han ido aprendiendo de su experiencia y de la de otros la mayor parte de las propuestas.	
3	EFO A	Metodología clara y progresiva; grandes posibilidades de reducción de costes y plazos en el proyecto. Posibles ventajas competitivas.	Se necesita que el promotor tenga una buena cultura empresarial y que la dirección del proyecto tenga experiencia previa en eólica.	8	7	7	8	Los promotores más importantes han ido aprendiendo con el desarrollo de los parques eólicos y aplican muchas de las propuestas.	
4	EFS A	Muy útil para mejor entender el desarrollo de un proyecto de parque eólico y tomar medidas para la reducción de incidentes en su desarrollo.	Los promotores novatos suelen carecer de cualquier tipo de criterio que les ayude a valorar la utilidad de sistematizar el desarrollo de los proyectos y acudir a expertos para mejorar el proceso.	7	7	6	9	Quizá podría resultar de mayor aplicación para que las administraciones públicas exigiesen garantías a los promotores.	
5	JPV A	El proceso que se propone está muy bien estructurado y parece de fácil aplicación.	Tiene que contar desde el principio con la voluntad y formación del propietario. Podría llegar a ser muy caro, si en algunas etapas se usan técnicas cuantitativas sofisticadas.	7	8	6	7	El cliente cada vez más entiende la bondad de un proceso eficaz basado en la experiencia. El promotor es el más interesado en asegurar la viabilidad del proyecto y, por tanto, de usar este tipo de metodología.	

Resultados de la encuesta

Identif. #	Aceptación proceso y lista (A/MB)	Pros y contras		Valoración (de 0 a 10)				Observaciones
		Ventajas	Inconvenientes	Aplicabilidad en función de costes, plazos y actividades a realizar	Potencial grado de eficacia en su empresa (carácter adaptativo)	Potencial grado de eficacia en general	Valoración global	
6	JLP A	Sistematiza una reflexión progresiva sobre las amenazas y oportunidades que pueden presentarse en el desarrollo de un proyecto de parque eólico y apunta opciones de respuesta para reducir los daños en caso de impacto.	Aunque un proceso de este tipo debería ser acometido siempre, exige una cierta cultura empresarial todavía escasa, incluso en equipos especializados en desarrollo de proyectos. En cualquier caso, la aplicabilidad del proceso de análisis siempre será más fácil en los proyectos de mayor dimensión y con las empresas más experimentadas en el desarrollo de parques eólicos.	6	5	5	6	Muchas veces priman más aspectos políticos que técnicos. La influencia de un departamento o grupo dentro de la administración puede resultar decisiva.
7	MPPIA	Recoge el aprendizaje derivado de las experiencias habidas en muchos proyectos y con muy diversas situaciones, de ahí su indudable utilidad.	La falta de cultura empresarial limitará su posible aplicación en bastantes casos.	9	9	7	9	Las empresas con cierta dimensión y experiencia en otro tipo de proyectos pueden aplicar con provecho el método pero incluso las que ya tienen experiencia en este tipo de proyectos también encontrarán aspectos de utilidad.

Resultados de la encuesta

Identif. #	Aceptación proceso y lista (A/MB)	Pros y contras		Valoración (de 0 a 10)			Observaciones
		Ventajas	Inconvenientes	Aplicabilidad en función de costes, plazos y actividades a realizar	Potencial grado de eficacia en empresa (carácter adaptativo)	Potencial grado de eficacia en general	
8 LCM A		Se encuentran ordenadamente recogidos la mayor parte de los errores que hemos ido cometiendo y de las dificultades que hemos ido encontrando, por lo que es útil tanto para reflexión de las empresas experimentadas como, sobre todo, para el aprendizaje de los bisonños.	Aunque, sobre todo en grandes empresas, se han hecho importantes avances en este campo, en España todavía es muy modesta la cultura empresarial en dirección de proyecto (que suele, en el mejor de los casos, asociarse a la dirección facultativa) y parece dudoso que se contratase a consultores externos a la propia empresa. Esta característica es prácticamente común al sur europeo, y ocurre lo contrario en los países anglosajones, germánicos y escandinavos.	7	8	7	8 Es necesaria una evolución en la cultura corporativa que permita incorporar a la empresa el concepto de la dirección de proyecto, admitiendo que su coste supere el 2% de la inversión, que es la cifra que suele aceptarse para dirección de proyecto-dirección facultativa-gestión del riesgo. Quizá el ejemplo de empresas líderes en el sector acabe por inducir un cierto mimetismo en el resto, pero es esencial que estos cambios sean bien recibidos y apoyados desde la alta dirección de la empresa.
9 AVC A		Reúne ordenadamente los principales aspectos que deben tenerse en cuenta en el desarrollo de un parque edílico, por lo que es una buena herramienta para evitar o reducir el riesgo o, por lo menos, acotarlo.	La mayor parte de los promotores que se acercan por primera vez a este tipo de proyectos (o a cualquier otro tipo) desconoce la importancia de la dirección de proyectos y de la gestión del riesgo, por lo que posiblemente minusvalorarán su importancia. Todavía es muy fuerte en España la tendencia de contratar exclusivamente en función del precio.	7	8	6	8 En España se valora muy poco la dirección de proyecto. En algunos casos se solicita conjuntamente el paquete ingeniería-dirección facultativa por el equivalente a un 5% de los costes de inversión, en proyectos pequeños, y hasta un 2% en proyectos grandes, entendiéndose que ello es una especie de dirección de proyecto. Algunos promotores con una mayor cultura de proyecto admiten pagar hasta cerca del 10%, pero

Resultados de la encuesta

Identif. #	Aceptación proceso y lista (A/M/B)	Pros y contras		Valoración (de 0 a 10)			Observaciones	
		Ventajas	Inconvenientes	Aplicabilidad en función de costes, plazos y actividades a realizar	Potencial grado de eficacia en su empresa (carácter adaptativo)	Potencial grado de eficacia en general		Valoración global
10/AVV A		Además de servir al promotor como manual o lista de comprobación para evitar o acotar los riesgos en el desarrollo de este tipo de proyectos, parece un procedimiento fácilmente exigible en las contrataciones "llave en mano".	Es casi general el desconocimiento de la importancia de la dirección de proyecto en los países mediterráneos, aunque poco a poco (muchas veces por exigencias de la financiación) va calando la significación de la gestión del riesgo, lo que acabará por traer tras sí la dirección del proyecto.	7	8	7	8	El no entender a tiempo la importancia de la dirección de proyecto acarrea generalmente notables problemas en el desarrollo del mismo, agravados en España por la baja calidad de los proyectos constructivos. Sería razonable admitir un coste del orden del 12% de la inversión para la dirección de proyecto, siempre y cuando incluyese todas las etapas de la ingeniería, desde el diseño conceptual hasta la puesta en marcha, además de la gestión de riesgos. Lógicamente, la aplicabilidad debería crecer con el tamaño del proyecto y con la

Valoración media:	7,3	7,7	6,7	8,0
Desviación típica:	0,82	1,16	1,34	0,94
Mínimo:	6	5	5	6
Máximo:	9	9	10	9
Valoración media (corregida):	7,1	7,7	6,4	8,0
Desviación típica (corregida):	0,38	0,49	0,53	0,58
Mínimo (corregido):	7	7	6	7
Máximo (corregido):	8	8	7	9

Anexo 11

Bibliografía

Agejas Domínguez, L.A. (1996), *Biocombustibles. Utilización de los aceites vegetales como energía renovable*, Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, Madrid.

Al-Bahar, J., and Crandall, K.C. (1990), *Systematic risk management approach for construction projects*, Journal of Construction Engineering and Management, Vol. 116, no. 3, pp. 533-546.

Alm, L.K. and Nygaard, T.A. (1993), *Flow over complex terrain estimated by a general purpose Navier-Stokes solver*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 591-594, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.

Alonso Abella, M. (2001), *Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*, Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, Madrid.

Álvarez Sainz, M. (1994), *Estadística*, Universidad de Deusto, Bilbao, España.

American Wind Energy Association (AWEA) (1986), *Standard Procedures for Meteorological Measurements at a Potential Wind Turbine Site*, American Wind Energy Association (AWEA), Washington.

American Wind Energy Association (AWEA) (1988a), *Standard Performance Testing of Wind Energy Conversion Systems*, American Wind Energy Association (AWEA), Washington.

American Wind Energy Association (AWEA) (1988b), *Design Criteria Recommended Practices for Wind Energy Conversion Systems*, American Wind Energy Association (AWEA), Washington.

American Wind Energy Association (AWEA) (1993), *Recommended Practice for the Siting of Wind Energy Conversion Systems*, American Wind Energy Association (AWEA), Washington

American Wind Energy Association (AWEA) (1994), *Proceedings of the Wind Power Annual Conference Held at Minneapolis, Minnesota, U.S.A., 10-13 May 1994*, American Wind Energy Association (AWEA), Washington.

Aneiros Lorenzo, J., y Breijo Rodríguez, J.C. (2001), *Manual didáctico de la energía eólica*, Proyecto Aeolus, Programa Leonardo da Vinci de la Comisión Europea, Fondo Formación Ferrol y Consellería de Educación y Ordenación Universitaria de la Xunta de Galicia, Ferrol.

Archibald, R.D., and Lichtemberg, S. (1992), *Experiences using next generation management practices. The future has already begun!*, Proceedings of the Internet (International Project Management Association), World Congress on Project Management, Vol. 1, pp. 83-97, June 16-19, Florence, Italy.

- Asimov, I. (1990), *Cronología de los descubrimientos*, Ariel Ciencia, Barcelona.
- Asociación Eólica de Galicia (EGA) (2005), *La economía eólica en Galicia*, Asociación Eólica de Galicia (EGA), Santiago de Compostela.
- Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), <http://www.unesa.es>
- Asociación Española del Gas (SEDIGAS), <http://www.sedigas.es>
- Avia, F., et al. (1993), *Principios de conversión de la energía eólica*, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Madrid.
- Bas, B. (1991), *Muiños de marés e de vento en Galicia*, Fundación Pedro Barrié de la Maza, A Coruña, España.
- Basalla, G. (1991), *La evolución de la tecnología*, Editorial Crítica, Barcelona.
- Battelle Memorial Institute (1980), *Europe and Western Asia Wind Energy Resource*, United States Department of Energy, Washington.
- Battelle Pacific Northwest Laboratory (1980), *A Siting Handbook for Small Wind Energy Converters*, United States Department of Commerce, Springfield, Virginia.
- Betz, A. (1920), *Das maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren*, Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen 26.
- Bloomberg L.P., <http://www.bloomberg.com>
- Bowen, A.J. and Mortensen, N.G. (1996), *Exploring the limits of WASP, the Wind Atlas Analysis and Application Programme*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 584-587, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.
- British Association for Project Management (2004), *Project Risk Analysis and Management Guidet*”, APM Publishing, High Wycombe, Buckinghamshire, United Kingdom.
- The British Institute of Energy Economics (BIEE), <http://www.biee.org>
- British Standards Institution (1999), *British Standard BS 6079:1996 (issue 2, February, 1999) “Guide to project management”*, British Standards Institution, London, United Kingdom.
- BTM Consult ApS (2002), *International Wind Energy Developmente. World Market Update 2001. Forecast 2002-2006*, BTM Consult ApS, Ringkøbing, Denmark.
- BTM Consult ApS (2003), *International Wind Energy Developmente. World Market Update 2002. Forecast 2003-2007*, BTM Consult ApS, Ringkøbing, Denmark.
- BTM Consult ApS (2004), *International Wind Energy Developmente. World Market Update 2003. Forecast 2004-2008*, BTM Consult ApS, Ringkøbing, Denmark.

BTM Consult ApS (2005), *International Wind Energy Developmente. World Market Update 2004. Forecast 2005-2009*, BTM Consult ApS, Ringkøbing, Denmark.

Burstein, D. and Stasiowski, F. (1997), *Project Management*, Gustavo Gili, Barcelona.

Businger, J. (1973), *Turbulent transfer in the atmospheric surface layer*, in "Workshop on Micrometeorology", Ed. By D.A. Haugen, American Meteorological Society, Boston, Massachusetts, pp. 67-100.

Butti, K. y Perlin, J. (1985), *Un hilo dorado: 2.500 años de arquitectura y tecnología solar*, Hermann Blume, Madrid.

Cádiz Deleito, J.C. y Ramos Cabrero, J. (1992), *Molinos de viento. Historia de las máquinas eólicas*, Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (ENDESA), Madrid.

Cardwell, D. (1996), *Historia de la tecnología*, Alianza Universidad, Madrid.

Caro Baroja, J. (1979), *Cuadernos de campo*, Ediciones Turner y Ministerio de Cultura, Madrid.

Caro Baroja, J. (1995), *Historia de los molinos de viento, ruedas hidráulicas y norias*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Casado González, A. (2002), *Parques eólicos: gerencia de riesgos y seguros*, InfoPower, Actualidad y Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía, Número 43, Madrid, Febrero 2002.

Casero Echeverri, R. (1999), *Financiación de grandes parques eólicos*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Santiago de Compostela, Sesión II, págs. 1-18, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Cerro González, M.C. (1996), *Financiación de parques eólicos*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en España, Sesión V, págs. 1-15, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Cerro González, M.C. (1997), *Financiación de proyectos*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Santiago de Compostela, Sesión VI, págs. 1-11, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Chapman, C.B. and Ward, S.C. (1997), *Project Risk Management: processes, techniques, and insights*, John Wiley & Sons, New York.

Chessick, A. (1994), *Wind Energy Resource Assessment: Some Practical Methods for the Rural Countryside*, Proceedings of the Wind Power Annual Conference, pp. 185-193, American Wind Energy Association, Minneapolis, Minnesota.

Cidrás, J., y Feijóo, A.E. (2002), *A linear dynamic model for asynchronous wind turbines with mechanical fluctuations*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.3, pp. 681-687, August 2002.

Cidrás, J., Feijóo, A.E., y Carrillo, C. (2002), *Synchronisation of asynchronous wind turbines*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.17, No.4, pp. 1162-1169, November 2002.

Cidrás, J., Carrillo, C., y Feijóo, A.E. (2003), *Probabilistic Model for Mechanical Power Fluctuations in Asynchronous Wind Parks*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.2, pp. 761-768, May 2003.

Clark, R.C., Pledger, M. and Needler, H.M.J. (1990), *Risk analysis in the evaluation of non-aerospace projects*, International Journal of Project Management, vol. 8, no. 1, pp. 17-24.

Club Español de la Energía (2000), *Energía en el nuevo milenio*, Club Español de la Energía, Madrid.

Commission of the European Communities, Directorate-General for Energy (DGXVII) (1994), *Basic Aspects for Application of Wind Energy*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Conover, K. (1994a), *Wind Energy Resource Assessment and Siting Considerations*, R. Lynette & Associates, Bakersfield, California.

Conover, K. (1994b), *Wind Energy Project Feasibility/Economic Analysis*, R. Lynette & Associates, Bakersfield, California.

Cook, N.J. (1985), *The designer's guide to wind loading of building structures*, Butterwoods, London.

Courtney, M.S. (1988), *An atmospheric turbulence data set for wind turbine research*, Wind Energy Conversions 1988, Proceedings of the 10th British Wind Energy Association Conference, London 22-24 March, Mechanical Engineering Publications, London, pp. 89-94.

Crespo, A., Manuel, F., Grau, J.C. and Hernández, J. (1993), *Modelization of wind farms in complex terrain. Application to the Monteahumada wind farm*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 440-443, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Croba, D., Tryfonopoulos, D., Bunn, J., Casanova, M., Martin, F., Morgana, B., Rodrigues, A., Schmid, J. and Voutsinas, S. (1996), *Improving techniques for statistical and physical modelling of wind resources in complex terrain*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 514-517, H.S. Stephens & Associates, Felpersham, Bedford, United Kingdom.

Cubillo González, F., dir. (1990), *Caudales ecológicos. Estudio de regímenes de caudales mínimos en los cauces de la Comunidad de Madrid*, Agencia de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid.

Davenport, A.G. (1968), *The dependence of wind loads on meteorological parameters*, Proceedings of the International Research Seminar on Wind Effects on Buildings and Structures, Ottawa, Canada, Sept. 1967, University of Toronto Press, pp. 19-82.

Davenport, A.G. (1993), *Wind speed profiles over terrain with roughness changes*, Engineering Sciences Data, Item No. 84011, April.

de Brossard, M. (1974), *Histoire Maritime du Monde*, France-Empire, Paris.

de Cusa, J. (1998), *Energía solar para viviendas*, Grupo Editorial Ceac, Barcelona.

de la Cruz, M.P. (1998), *Una metodología integrada para la respuesta y el control ante los riesgos y oportunidades en proyectos de construcción*, Tesis Doctoral presentada ante la Universidad Politécnica de Madrid para obtener el grado de Doctora en Ingeniería Industrial, Ed. M.P. de la Cruz, ISBN 84-8497-898-2, Madrid.

de la Cruz, M.P., y del Caño, A. (1999), *Mejora de la eficacia de las técnicas de identificación de riesgos en la dirección de proyectos*, Actas del XV Congreso Nacional de Ingeniería de Proyectos, Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), 29 de septiembre al 1 de octubre de 1999, pp. DA01.1-DA01.14, León.

de la Cruz, M.P., y del Caño, A. (2002), *Dirección de proyectos de construcción de iniciativa pública: análisis del sistema francés y posibles sistemas de mejora para el sistema español*, Revista de Estudios de Construcción y Transporte, Ministerio de Fomento, Madrid.

de la Cruz, M.P., del Caño, A., y Domínguez, M. (1996), *Managing risks in small and medium turn-key facilities construction projects. A case study*, Proceedings of the '96 World Congress on Project Management, vol. 2, pp. 457-464, International Association of Project Management (IPMA), Paris, France.

del Caño, A. (1992), *Continuous project feasibility and continuous project risk assessment*, International Journal of Project Management, vol. 10, no. 3, pp. 165-170, London, United Kingdom.

del Caño, A., y de la Cruz, M.P. (1993), *El estudio de viabilidad continuo y la evaluación continua del riesgo: otras herramientas de apoyo*, Actas del IX Congreso Nacional de Ingeniería de Proyectos, Universidad Politécnica de Valencia y Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), pp. 221-230, Valencia, España.

del Caño, A., and de la Cruz, M.P. (1998a), *On the management of risks in construction projects. Small and medium sized projects with low and medium complexity levels and "zero" situations*, Project Management, vol. 4, no. 1, pp. 54-61, Helsinki, Finland.

del Caño, A., and de la Cruz, M.P. (1998b), *The past, present and future of project risk management*, International Journal of Project and Business Risk Management, vol. 2, issue 4, winter 1998, pp. 361-387, London, United Kingdom.

del Caño, A., y de la Cruz, M.P. (1999), *¿Hacia una dirección estratégica de proyectos orientada a la gestión del riesgo? Aspectos de investigación y desarrollo a abordar en este campo*, Actas del XV Congreso Nacional de Ingeniería de Proyectos, organizado por la Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), 29 de septiembre al 1 de octubre de 1999, pp. DA04.1-DA01.17, León.

del Caño, A., and de la Cruz, M.P. (2000a), *Management of public infrastructure projects: the case of Spain and comparison with other developed countries*, Proceedings of the Project Management Institute Annual Seminars and Symposium 2000, Houston, September 9th to 13th, pp. 265-269, Houston, Texas, U.S.A.

del Caño, A., and de la Cruz, M.P. (2000b), *The project risk management process: different approaches*, Proceedings of the IV International Congress on Project Engineering, Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), Lérida, October 4th to 7th, pp. DD03.1-DD03.14, Lérida, España.

del Caño, A., y de la Cruz, M.P. (2002a), *Gestión de riesgos en la dirección de proyectos: el modelo del Project Management Institute*, Revista MAPFRE Gerencia de Riesgos y Seguros, Fundación MAPFRE Estudios, Año XX, nº 80, pp. 29-47, Madrid, España.

del Caño, A., and de la Cruz, M.P. (2002b), *An integrated methodology for project risk management*, ASCE Journal of Construction Engineering and Management, American Society of Civil Engineers (ASCE), vol. 128, no. 6, pp. 473-485, United States of America.

del Caño, A., de la Cruz, M.P. (1997), Domínguez, M., and Espinosa, M.M., *Risks in projects and project oriented small and medium companies*, Managing risks in projects, Kähkönen, K., and Artto, K.A., eds., pp. 243-252, E&FN Spon/Thomson Professional, ISBN 0 419 22990 6, United Kingdom.

del Caño, A., Pérez-Polo, F., Caamaño, J., Ordieres, J., Velasco, J.L., Cano, J.L., y de Cos, M. (2001), *Bases para la competencia en la dirección de proyectos (National Competence Baseline – NCB, version 2)*, Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), Zaragoza, España, e International Project Management Association (IPMA), Zurich, Suiza.

del Caño, A. (2005), *Comunicación personal*, mayo 2005.

Department of Administrative Services (1996), *Managing risks in procurement – A handbook*, Purchasing Australia, Department of Administrative Services, Australian Government Publishing Services, Canberra, Australia.

Department of Defense, Defense Acquisition University, Defense Systems Management College (2000), *Risk management guide for DoD acquisition*, Defense Acquisition University, Defense Systems Management College Press, Fort Belvoir, Virginia, United States of America.

Department of Transport (2000), *Project management in the DoT*, web page <http://www.fta.dot.gov/library/program/construction/CHAPTER3.htm>, Department of Transport, United States of America.

Deppe, B., and Morovic, T. (1993), *Market value of generated electricity determined by marginal cost principle*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 44-46, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Derrick, A. (1993), *Development of the measure-correlate-predict strategy for site assessment*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 681-685, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI) (2005), *Wind Energy Study 2004: Assessment of the Wind Energy Market until 2012*, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, Germany.

Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI) (2005), *Wind Energy Use in Germany: Status 31.12.2004*, Deutsches Windenergie-Institut GmbH, Wilhelmshaven, Germany.

Dey, P.K., and Ogunlana, S.O. (2004), *Selection and application of risk management tools and techniques for build-operate-transfer projects*, Industrial Management and Data Systems, 104 (3-4), pp. 334-346.

Dickson, M.H., and Fanelli, M., eds. (1995), *Geothermal Energy*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.

Di Franco, F. (1984), *Previsión del tiempo mirando al cielo: Introducción a una meteorología aplicada*, Editorial Juventud, Barcelona.

Diputación General de Aragón (1995), *Decreto 279/1995, de 19 de diciembre, del Departamento de Economía, Hacienda y Fomento, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón*, Boletín Oficial de Aragón del 3 de enero de 1996, Zaragoza.

Domínguez Martínez, F. (1997), *Criterios financieros en proyectos energéticos: especial referencia a la energía eólica*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Santiago de Compostela, Sesión VI, págs. 1-6, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Down, A., Coleman, M., and Absolon, P. (1994), *Risk management for software projects*, McGraw-Hill, London, United Kingdom.

Dyer, A.J. (1974), *A review of flux-profile relationships*, Boundary-Layer Meteorological Journal, 7, pp. 363-372.

Dyrbye, C. and Hansen, S. O. (1997), *Wind effects on structures*, John Wiley & Sons, New York.

Energy Information Administration (EIA), <http://www.eia.doe.gov>

Elliot, G., and Caratti, G., eds. (1994), *1993 European Wave Energy Symposium*, Proceedings of an International Symposium held in Edinburgh, Scotland, 21-24 July 1993, National Engineering Laboratory (NEL), East Kilbride, Scotland, United Kingdom.

European Commission (1998), *Wind Energy Policy and their Impact on Innovation – An International Comparison*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Commission (1999), *A plan for action in Europe: Wind Energy - the facts*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Commission (2002), *2001 - Annual Energy Review*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Commission (2003), *European Energy and Transport: Trends to 2030*, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg.

European Community Wind Energy Conference (1993), *Proceedings of an International Conference Held at Lübeck-Travemünde, Germany, 8-12 March 1993*, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

European Convention for Constructional Steelwork (ECCS) (1978), *Recommendations for the calculation of wind effects on buildings and structures. Technical Committee T12: Wind effects*, European Convention for Constructional Steelwork (ECCS), Brussels.

European Union Wind Energy Conference (1996), *Proceedings of an International Conference Held at Göteborg, Sweden, 20-24 May 1996*, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.

European Wind Energy Association (EWEA) (2003), *Wind Energy. Costs and Prices*, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Evans, Hastings, and Peacock (2000), *Statistical Distributions*, Wiley Publishing, Inc., Indianapolis, U.S.A.

Evans, J.R., and Olson, D.L. (2001), *Introduction to Simulation and Risk Analysis*, Prentice Hall Business Publishing.

Feijóo Lorenzo, A.E. (1998), *Influencia de los parques eólicos en la seguridad estacionaria y calidad de onda de redes eléctricas de gran dimensión*, Tesis Doctoral, Universidad de Vigo, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Vigo, España.

Fernández Lavandera, E., y Fernández Rodríguez, C.M. (1998), *Los molinos: patrimonio industrial y cultural*, Grupo Editorial Universitario, Granada.

Fernández Rubio, R., Fernández Lorca, S., y Esteban Arlegui, J. (1986), *Abandono de minas: impacto hidrológico*, Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.

Fernández-Palacios Carmona, J. (1993), *Modelos de financiación y rentabilidad en parques eólicos*, Jornadas de Energía Eólica en el Sur de Europa: Ponencias, Sesión V, págs. 1-12, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Filipovich, J. (1975), *Las fuentes de energía*, Editoriales Prensa Española y Magisterio Español, Madrid.

Foro de la Industria Nuclear Española, <http://www.foronuclear.org>

Frandsen, S. and Petersen, E.L. (1993), *The importance of a good wind year to start on when building a wind farm*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 47-49, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Freris, L.L. (1990), *Wind Energy Conversion Systems*, Prentice Hall, London

Garrad, A. (1991), *Time for Action: Wind Energy in Europe*, European Wind Energy Association, Rome.

García Alonso, J.M. e Iranzo Martín, J.E. (1989), *La energía en la economía mundial y en España*, Editorial AC, Madrid.

García Barbancho, A. (1994), *Estadística elemental moderna*, Editorial Ariel, Barcelona, España.

García de la Fuente, O. (1994), *Metodología de la investigación científica: cómo hacer una tesis en la era de la informática*, Ediciones CEES, Madrid.

Gibson, C.E. (1953), *La historia del barco*, Espasa-Calpe Argentina, Buenos Aires.

Gipe, P. (1993), *Wind Power for Home and Business*, Chelsea Green Publishing Company, Post Mills, Vermont.

Glinou, G., Antoniou, I., Kotronaros, A., Founda, D., Asimakopoulos, D. and Petrakis, M. (1993), *Turbulence characteristics of relevance to wind turbines in complex terrain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 583-586, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Global Wind Energy Council (GWEC), <http://www.gwec.net>

Gómez Orea, D. (1988), *Evaluación del impacto ambiental de proyectos agrarios*, Instituto de Reforma y Desarrollo Agrario, Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, Madrid.

González Alonso, S., dir. (1989a), *Guías metodológicas para la elaboración de estudios de impacto ambiental: grandes presas*, Monografías de la Dirección General de Medio Ambiente, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Madrid.

González Alonso, S., dir. (1989b), *Guías metodológicas para la elaboración de estudios de impacto ambiental: repoblaciones forestales*, Monografías de la Dirección General de Medio Ambiente, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Madrid.

Grey, S. (1995), *Practical risk assessment for project management*, John Wiley, Chichester, United Kingdom.

Grubb, M.J. and Meyer, N.I. (1990), *Renewable Energy sources for Fuels and Electricity*, Island Press, Washington, USA.

Gumbel, E.J. (1958), *Statistics on extremes*, Columbia University Press, New York, United States of America.

Halman, J.I.M., and Keizer, J.A. (1997), *The risk diagnosing methodology RDM*, Managing risks in projects, Kähkönen, K., and Artto, K.A., eds., pp. 204-213, E&FN Spon/Thomson Professional, United Kingdom.

Harris, R.I. (1996), *Gumbel re-visited – a new look at extreme value statistics applied to wind speeds*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 59.

Hassan, U., Glendinning, A. G. and Morgan, C. A. (1990), *A Wind Tunnel Investigation of the wake structure and machine loads within small wind turbine farms*, Proceedings of the 12th British Wind Energy Association Wind Energy Conference, IMechE.

Hillson, D.A. (1997), *Towards a maturity model*, The International Journal of Project and Business Risk Management, Spring 1997, pp. 35-46.

Hillson, D. (2002), *Extending the risk process to manage opportunities*, International Journal on Project Management, 20 (3), 235-240.

Hillson, D.A. (2004), *Effective opportunity management for projects. Exploiting positive risk*, Marcel Dekker, New York, U.S.A.

Højstrup, J. (1990), *Turbulence measurements in a wind farm*, Proceedings of the European Wind Energy Association Wind Energy Conference, Madrid.

Holtinen, H. and Peltola, E. (1993), *Experience of using WAsP and on-site-measurements for siting a wind farm*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 673-676, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.

Houghton, E.L. and Carruthers, N.B. (1976), *Wind forces on buildings and structures: an introduction*, Edward Arnold.

Hulett, D., del Caño, A., Graves, R., Hillson, D., Lane, S., Reed, S., and Smith, E. (2000), *Project risk management, A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBok-2000 Guide)*, Project Management Institute Standards Committee, ed., pp. 127-146, Project Management Institute, Newtown Square, Pennsylvania, U.S.A.

Ibarrola Mendiguren, J. (1997), *Planta eólica de Corme: un caso práctico de "project finance" en el sector eólico*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Santiago de Compostela, Sesión VI, págs. 1-16, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Ibarz Arqués, F. (1997), *Planificación de la red para dar servicio a las centrales eólicas de la zona del Xistral*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Santiago de Compostela, Sesión IV, págs. 1-11, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Ibbs, C.W. (2000), *Measuring project management's value: new directions for quantifying PM/ROI*, Proceedings of the Project Management Institute Research Conference 2000: "Project management at the turn of the millennium", 21-24 June 2000, pp. 37-40, Project Management Institute, Paris, France.

InfoPower, Actualidad y Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía (2004), *Instalaciones eólicas en funcionamiento en España a 31 de diciembre del 2004*, Número 71, Noviembre-Diciembre 2004, Madrid.

InfoPower, Actualidad y Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía (2005), *Instalaciones eólicas en funcionamiento en España a 30 de junio del 2005*, Número 77, Junio 2005, Madrid.

InfoPower, Actualidad y Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía (2005), *Instalaciones eólicas en funcionamiento en España a 31 de diciembre del 2005*, Número 81, Noviembre-Diciembre 2005, Madrid.

Institution of Civil Engineers, Faculty of Actuaries, Institute of Actuaries (1998), *Risk analysis and management for projects (RAMP)*, Thomas Telford, London, United Kingdom.

Instituto de Estudios de la Energía (1994), *Principios de conversión de la energía eólica*, Editorial Ciemat, Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1991), *Cuadernos de Energías Renovables: Manual de Energía Solar Térmica*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1992a), *Cuadernos de Energías Renovables: Manual de Energía Eólica*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1992b), *Manuales de Energías Renovables: Energía Eólica*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1992c), *Cuadernos de Energías Renovables: Manual de Incineración de Residuos Sólidos Urbanos*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1992d), *Cuadernos de Energías Renovables: Manual de Minicentrales Hidroeléctricas*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1992e), *Cuadernos de Energías Renovables: Manual de Energía Solar Fotovoltaica*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1993a), *Cuadernos de Energías Renovables: Manual de Biomasa*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1993b), *Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en el Sur de Europa, celebradas en El Puerto de Santa María, Cádiz el 11, 12 y 13 de noviembre de 1993*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1994), *Ponencias de las Jornadas de Energía Minihidráulica en la Unión Europea, celebradas en Santiago de Compostela el 28, 29 y 30 de septiembre de 1994*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1995a), *Las Energías Renovables en España: balance y perspectivas 2000*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1995b), *Guía de las Energías Renovables en Galicia*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1995c), *Ponencias del Seminario de Energía de la Biomasa y Residuos, celebradas en Valladolid el 17, 18 y 19 de mayo de 1995*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1996), *Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en España, celebradas en Zaragoza el 22,23 y 24 de febrero de 1996*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (1997), *Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica, celebradas en Santiago de Compostela del 29 de septiembre al 1 de octubre de 1997*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2000a), *Plan de Fomento de las Energías Renovables*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2000b), *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica. Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2004), *Eficiencia energética y energías renovables. Boletín número 6*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2005), *Plan de Energías Renovables en España*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (2005), *Eficiencia energética y energías renovables. Boletín número 7*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), <http://www.idae.es>

Instituto Enerxético de Galicia (INEGA), <http://www.inega.es>

Instituto de la Ingeniería de España (1992), *Apuntes sobre el futuro de la Energía*, Comité de Energía y Recursos Naturales, Instituto de la Ingeniería de España, Madrid.

Instituto Nacional de Meteorología (1988), *Mapa Eólico Nacional*, Instituto Nacional de Meteorología, Madrid.

Instituto Nacional de Meteorología (1999), *Las precipitaciones máximas en 24 horas y sus periodos de retorno en España. Un estudio por regiones*, Ministerio de Medio Ambiente, Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología, Madrid.

International Association for Energy Economics (IAEE), <http://www.iaee.org>

International Electrotechnical Commission (IEC) (1999), *International Standard IEC 61400-1: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (1996), *International Standard IEC 61400-2: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 2: Safety of small wind turbines*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2002a), *International Standard IEC 61400-11: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurements techniques*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (1998), *International Standard IEC 61400-12: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbine power performance testing*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2001a), *International Standard IEC/TS 61400-13: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2005), *International Standard IEC/TS 61400-14: International Electrotechnical Commission: Wind turbines – Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality values*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2001b), *International Standard IEC 61400-21: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2001c), *International Standard IEC/TS 61400-23: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2002b), *International Standard IEC/TR 61400-24: International Electrotechnical Commission: Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Electrotechnical Commission (IEC) (2001d), *International Standard IEC WT 01: International Electrotechnical Commission: IEC System for Conformity Testing and Certification of Wind Turbines – Rules and procedures*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.

International Energy Agency (IEA) (2002), *World Energy Outlook 2002*, International Energy Agency (IEA), London.

International Energy Agency (IEA) (2004a), *Key World Energy Statistics*, International Energy Agency (IEA), Paris.

International Energy Agency (IEA) (2004b), *World Energy Outlook 2004 - Reference Scenario World Electricity Growth Projections*, International Energy Agency (IEA), London.

International Energy Agency (IEA), <http://www.iea.org>

Ireland, B. (1999), *History of Ships*, Octopus Publishing Group, London.

Iribarne, J.V. y Godson, W.L. (1996), *Termodinámica de la atmósfera*, Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología del Ministerio de Medio Ambiente, Madrid.

Irish Wind Energy Association (IWEA) (1994), *Proceedings of the 2nd Annual IWEA Conference Held at Mallow, County Cork, Ireland, 26th April 1995*, Irish Wind Energy Association (IWEA), Carrick-on-Shannon, Co. Roscommon, Ireland.

Jackson, P.S. and Hunt, J.C.R. (1975), *Turbulent wind flow over a low hill*, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 101, pp. 929-955.

Jacob, L. (1724), *Schauplatz de Wasser Künste*, Revista de las Artes Hidráulicas, Leipzig.

Jarabo Friedrich, F. (1999), *La energía de la biomasa*, Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, Madrid.

Jarabo Friedrich, F., Pérez Domínguez, C., Elórtogui Escartín, N., Fernández González, J. y Macías Hernández, J.J. (1988), *El libro de las energías renovables*, Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, Madrid.

Jensen, N.O., Petersen, E.L. and Troen, I. (1984), *Extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications*, World Meteorological Organization, WCP, pp. 85-86.

Jiandong, T., Naibo, Z., Xianhuan, W., Jing, H., and Huishen, D. (1997), *Mini Hydropower*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.

Johnson, R., Kotz, P. and Balakrishnan, T. (1994), *Continuous Univariate Distributions*, Wiley Publishing, Inc., Indianapolis, U.S.A.

Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha (1999), *Decreto 58/1999, de 18 de mayo, de la Consejería de Industria Trabajo, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica, a través de parques eólicos, en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha*, Diario Oficial de Castilla-La Mancha del 21 de mayo de 1999, Toledo.

Justus, C. (1978), *Winds and wind system performance*, Franklin I. Press, U. K.

Kahn, A. (1988), *The economics of regulation*, Massachussets Institute of Technology Press, Massachussets, U.S.A.

Karlson, P. (1943), *El hombre vuela. Historia y técnica del vuelo*, Editorial Labor, Barcelona.

- Keidel, C.G. (1981), *Pequeña Guía de Meteorología*, Ediciones Omega, Barcelona.
- Kleinpeter, M. (1995), *Energy Planning and Policy*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.
- Kolltveit, B.J., Karlsen, J.T., and Grønhaug, K. (2004), *Exploiting opportunities in uncertainty during the early project phase*, Journal of Management in Engineering, October 1st.
- Lago, C., Prades, A., Soria, E. and Díaz, A. (1993), *Study of environmental aspects of the wind parks in Spain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 6-9, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.
- Landberg, L., Mortensen, N.G. and Petersen, E.L. (1996), *Wind Resource and Siting. A Wider Perspective*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 619-622, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.
- Landberg, L., Watson, S.J., Halliday, J.A. and Joergensen, J.U. (1993), *Short-term prediction of local wind conditions*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 677-680, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.
- Lara, M. (1994), *The Status of the Wind Industry in Spain*, Proceedings of the Wind Energy Applications & Training Symposium, American Wind Energy Association, Washington.
- Lara, M. (1995a), *Wind Industry in Galicia*, Proceedings of the 2nd Annual Conference, pp. 1-22, Irish Wind Energy Association, Mallow.
- Lara, M. (1995b), *Renewable Energy Projects in Galicia*, Proceedings of the Seminar on Development of Energy Resources in Atlantic Regions, Irish Energy Center, Galway.
- Lara, M. (1995c), *Atlantean, an energy plan for Galicia*, European Commission. Directorate-General XVII. Energy, Brussels.
- Lara, M. (1996a), *Status and Markets for Wind Energy in Spain*, Proceedings of the Wind Power Annual Conference, American Wind Energy Association, Denver.
- Lara Coira, M. (1988), *Energías renovables: Situación y perspectivas*, Revista de la Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación, número 4, págs. 21 a 24, Ferrol.
- Lara Coira, M. (1990), *Las energías renovables y Galicia*, Gestión Energética de Galicia, Santiago de Compostela.
- Lara Coira, M. (1993), *El desarrollo de parques eólicos en Galicia*, Seminar on Wind Energy in Southern Europe: Proceedings, Session IV, pp. 1-3, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.
- Lara Coira, M. (1995d), *Las energías renovables: Situación actual y perspectivas en la planificación energética de Galicia (I, II)*, Revista de la Asociación Provincial de los Industriales Electricistas de la Coruña, números 21 y 22, páginas 18-27 y 23-32.

Lara Coira, M. (1996b), *Las energías renovables: Situación actual y perspectivas en la planificación energética de Galicia (y III)*, Revista de la Asociación Provincial de los Industriales Electricistas de la Coruña, número 23, páginas 19-25.

Lara Coira, M. (1996c), *Evolución de los costes en las instalaciones eólicas*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en España, Sesión V, pp. 1-13, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Lara Coira, M. (1996d), *Evolución de las alternativas energéticas y su entorno industrial*, en Ponencias de las Jornadas sobre la Evolución de la Industria y Alternativas Energéticas, páginas 11 a 77, Universidade da Coruña.

Lara Coira, M. (1996e), *O sector eléctrico en Galicia*, en la Sección V. Industria, en A Economía Galega: Informe 1994-1995, Serie Informes Anuais 10, págs. 358-369, Instituto de Estudios e Desenvolvemento de Galicia (IDEGA) de la Universidade de Santiago de Compostela y la Fundación Caixa Galicia, Santiago de Compostela.

Lara Coira, M. (1997), *El sector energético gallego*, Papeles de Economía Española - Serie de Economía de las Comunidades Autónomas, número 16, Galicia, páginas 207-218, Fundación Fondo para la Investigación Económica y Social de la Confederación Española de Cajas de Ahorros, Madrid.

Lara Coira, M. (1998), *El aprovechamiento de los recursos eólicos*, Trabajo de investigación realizado en los cursos de doctorado de la Universidad de Vigo (documento no publicado), Vigo.

Lara Coira, M. (1999), *Tareas para el desarrollo de un parque eólico*, Seminario sobre el aprovechamiento de recursos eólicos impartido a la empresa LKS Cinyma (documento no publicado), Santiago de Compostela.

Lara Coira, M. (2000), *Informe pericial sobre el modo de funcionamiento de un parque eólico*, Juzgado de lo Contencioso Administrativo de Lugo (documento no publicado), Lugo.

Lara Coira, M. (2001a), *Acciones de apoyo al sector eólico*, Dyna, Revista de la Federación de Asociaciones de Ingenieros Industriales de España, año LXXVI-1, Enero-Febrero 2001, páginas 12-20, Bilbao.

Lara Coira, M. (2001b), *El Régimen Especial de Producción de Electricidad en España (I)*, Dyna, Revista de la Federación de Asociaciones de Ingenieros Industriales de España, año LXXVI-6, Julio-Agosto-Septiembre, páginas 27-31, Bilbao.

Lara Coira, M. (2001c), *El Régimen Especial de Producción de Electricidad en España (II)*, Dyna, Revista de la Federación de Asociaciones de Ingenieros Industriales de España, año LXXVI-9, Diciembre, páginas 19-24, Bilbao.

Lara Coira, M. (2002a), *La estructura de costes en los proyectos de parques eólicos*, Seminario sobre el aprovechamiento de recursos eólicos impartido a la empresa Hidroeléctrica Galaico Portuguesa (documento no publicado), Santiago de Compostela.

Lara Coira, M. (2002b), *Los resultados de explotación de los parques eólicos en España*, Seminario sobre el aprovechamiento de recursos eólicos impartido a la

empresa Hidroeléctrica Galaico Portuguesa (documento no publicado), Santiago de Compostela.

Lara Coira, M. (2003), *Los recursos energéticos en Galicia: Pasado y perspectivas de futuro*, en *Energía y Sostenibilidad. Incidencia en el medio marino*, págs. 123-155, Instituto Universitario de Estudios Marítimos (IUEM), A Coruña.

Lara Coira, M. (2005a), *Necesidad de reflexión sobre el esquema de energías renovables en Galicia*, Unión General de Trabajadores (UGT), Jornadas sobre Energías Renovables, 7 de marzo, Oleiros, A Coruña.

Lara Coira, M. (2005b), *La necesidad del debate energético*, Centro de Formación y Recursos de Ferrol, Consellería de Educación y Ordenación Universitaria de la Xunta de Galicia, Jornadas de formación del profesorado sobre las energías renovables y el desenvolvimiento sostenible, 24-27 de mayo, Cedeira, A Coruña.

Lara Coira, M. (2005c), *La renovación de los antiguos parques eólicos. Estudio de los casos de Cabo Vilano, Sierra de la Capelada y Sierra del Barbanza*, Trabajo en elaboración, Santiago de Compostela.

Larsen, S.E., Kristensen, L. and Frydendhal, K. (1988), *Impact of climate variability on winds and solar energy production, on heating consumption and on atmospheric dispersion of pollutants*, Risø-R-558, Risø National Laboratory, Denmark.

Lawrence, E. y Van Loon, B. (1994), *Fenómenos atmosféricos*, Grupo Editorial Ceac, Barcelona.

Le Gourières, D. (1982), *Energie eolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations*, Editions Eyrolles, Paris.

Le Gourières, D. (1983), *Energía eólica*, Masson, Barcelona.

Lemvigh-Müller, R. (1999), *Instalaciones de energía solar térmica*, Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, Madrid.

Lettau, H. (1969), *Note on aerodynamic roughness-parameter estimation on the basis of roughness-element distribution*, Journal of Applied Meteorology, 8, pp. 828-832.

Librairie Larousse (1982), *Nueva Enciclopedia Larousse*, Editorial Planeta, Barcelona.

Lock, D. (2003), *Fundamentos de la gestión de un proyecto*, Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), Madrid.

López, M., de la Cruz, M.P., y del Caño, A. (2001a), *Construcción, mantenimiento, modernización y ampliación de plantas industriales de gran tamaño y complejidad: experiencias en materia de riesgo laboral*, Actas del XVI Congreso Nacional de Ingeniería de Proyectos, Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), 19 al 22 de septiembre del 2001, pp. ED01.1-ED01.26, Murcia.

López, M., de la Cruz, M.P., y del Caño, A. (2001b), *Líneas metodológicas a tener en cuenta en la prevención integral en la construcción de plantas industriales de gran tamaño y complejidad*, Actas del XVI Congreso Nacional de Ingeniería de Proyectos,

Asociación Española de Ingeniería de Proyectos (AEIPRO), 19 al 22 de septiembre del 2001, pp. EH02.1-EH02.24, Murcia.

López, M., de la Cruz, M.P., y del Caño, A. (2002), *Prevención integral en la construcción de plantas industriales de gran tamaño y complejidad*, Revista Mapfre Seguridad, Madrid.

López Tolosa, A. (1995), *Climatología y meteorología en el ordenamiento eólico de la Comunidad Autónoma de Galicia*, Estudio promovido por la Xunta de Galicia y coordinado por la empresa "Gestión Energética de Galicia, S.A.", Tomo I, Análisis y Planificación Ambiental (APASA), Madrid.

Mantaras García-Figueras, J. (1993), *Aspectos a considerar en la financiación de la energía eólica*, Jornadas de Energía Eólica en el Sur de Europa: Ponencias, Sesión V, págs. 1-6, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Markvart, T., ed. (1995), *Solar Electricity*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.

Martín Gómez, L. (1997), *Evacuación de la energía eólica de Galicia*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Santiago de Compostela, Sesión III, págs. 1-9, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Martín Morillas, F. (1993), *Evaluación de recursos eólicos*, Curso sobre Principios de la Conversión de la Energía Eólica, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid.

Martín Morillas, F., Soria Lascorz, E., Avia, F. y Zubiaur Ruiz, R. (1993), *Previsiones del potencial de la energía eólica en España*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en el Sur de Europa, Sesión IV, págs. 1-12, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Martín Pino, F. (1993), *Nuevos enfoques financieros para nuevas energías*, Jornadas de Energía Eólica en el Sur de Europa: Ponencias, Sesión V, págs. 1-17, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Martín Pino, F. (1996), *Consideraciones bancarias sobre riesgos y coberturas en los proyectos eólicos*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en Zaragoza, Sesión III, págs. 1-9, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid.

Martínez-Val, J. (2004), *La energía en sus claves*, Fundación Iberdrola, Mundi-Prensa Libros, Madrid.

Mathew, Sathyajith (2006), *Wind Energy. Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Springer, New York.

Matthews, H. S., Lave, L., and MacLean, H. (2002), *Life cycle impact assessment: A challenge for risk analysts*, Risk Analysis 22 (5), pp. 853-860, Oct. 2002.

Matthies, H., and Garrad, A.D., et al. (1994), *Offshore wind energy in the European Community*, Joule Report 1994, Germanischer Lloyd and Garrad Hassan and Partners, Brussels.

Medina, M. (1994), *Iniciación a la meteorología*, Editorial Paraninfo, Madrid.

Medina, M. (1999), *La mar y el tiempo*, Editorial Juventud, Madrid.

Medina Padrón, J.F. (1997), *Análisis de sistemas eléctricos ante la integración de parques eólicos. Aplicación al caso de las Islas Canarias*, Tesis Doctoral, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Las Palmas de Gran Canaria, España.

Menéndez Pérez, E. (1997), *Las energías renovables: un enfoque político-ecológico*, Los Libros de la Catarata, Madrid.

Menéndez Pérez, E. (2001), *Energías renovables, sustentabilidad y creación de empleo: Una economía impulsada por el sol*, Los Libros de la Catarata, Madrid.

Menéndez Pérez, E. (2004), *Energía, factor crítico en la sostenibilidad. 2025, crisis social y ambiental, una hipótesis factible*, Netbiblo, La Coruña.

Menéndez Pérez, E., y Feijóo Lorenzo, A. (2005), *Energía y conflictos internacionales. Política, tecnología y cooperación*, Netbiblo, La Coruña.

Mengelkamp, H.T., and Raabe, A. (1993), *Wind power estimation over complex terrain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 587-590, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Meseguer Ruiz, J., Perales Perales, J.M., Sanz Andrés, A., y Pindado Carrión, S. (2000), *Aerodinámica de instalaciones aeroportuarias*, Fundación AENA, Madrid.

Messerle, H. (1995), *Magnetohydrodynamic Electrical Power Generation*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.

Mills, E., Kromer, S., Weiss, G., and Mathew, P.A. (2006), *From volatility to value: analysing and managing financial and performance risk in energy savings projects*, Energy Policy 34 (2), pp. 188-199, January 2006.

Ministerio de Economía (2002), *Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*, Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Economía, Madrid, España.

Ministerio de Economía (2003), *Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012*, Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa del Ministerio de Economía, Madrid, España.

Ministerio de Economía (2004), *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, Boletín Oficial del Estado del 27 de marzo del 2004.

Ministerio de Industria y Energía (1981), *Real Decreto 1.217/1981, de 10 de abril, para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales*, Boletín Oficial del Estado del 27 de enero de 1981.

Ministerio de Industria y Energía (1982), *Real Decreto 907/1982, de 2 de abril, sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica*, Boletín Oficial del Estado del 10 de mayo de 1982.

Ministerio de Industria y Energía (1985), *Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica*, Boletín Oficial del Estado del 12 de septiembre de 1985.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2005a), *Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012*, Madrid, España.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2005b), *Nota de Prensa del 26 de agosto, sobre el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, Madrid, España.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, <http://www.mityc.es>

Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Subsecretaría de Ordenación del Territorio y Medio Ambiente (1982), *Gestión de Residuos Sólidos*, Servicio de Publicaciones, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Madrid, España.

Ministry of Defence, Procurement Executive, Directorate of Procurement Policy (Project Management), MoD(PE)-DPP(PM) (1991), *Risk management in defence procurement*, Document reference D/DPP(PM)/2/1/12, Ministry of Defence, Procurement Executive, Directorate of Procurement Policy (Project Management), Whitehall, London, U.K.

Montes, G.M., Martínez Montes, G., Rubio Gámez, M.C., Alegre Bayo, J., Ordóñez García, J., and Oliver Pina, J. (2005), *Viability of minihydroelectric power plants: risk analysis approach*, Ingeniería Hidráulica en México 20 (1), pp. 5-18, Jan-Mar 2005.

Mortensen, N.G., Landberg, L., Troen, I. and Petersen, E.L. (1992), *Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)*, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Mortensen, N.G., Petersen, E.L. and Landberg, L. (1993), *Wind resources: Calculational methods*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 611-614, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Mulcahy, R. (2001), *Risk Categories and Lists of Risks*, Project Management Professor at Risk Management Classes Project Management, Minneapolis, Minnesota, U.S.A.

Mun, J. (2003), *Applied Risk Analysis: Moving Beyond Uncertainty*, Wiley Finance.

NASA Software Assurance Technology Center (2000), *Continuous Risk Management NASA*, web page http://satc.gsfc.nasa.gov/support/ASM_FEB99/crm_at_nasa.html, U.S.A.

The Natural Gas Supply Association (NGSA), <http://www.naturalgas.org>

Nikolaev, V.J., Grintsevich, Y.A., Ponomarenko, L.V., Baklanova, A.N. and Tremsin, A.S. (1993), *Estimating the wind resource in the Commonwealth of Independent*

States: *Numerical procedures and standards*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 626-630, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.

NRG Systems (1996), *MicroSite*, NRG Systems, Hinesburg, Vermont, U.S.A.

Olmeda Sarrión, M. (1996), *Análisis de riesgos en un proyecto eólico desde la óptica del financiador*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en España, Sesión V, págs. 1-12, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) (1999), *Energy: The Next Fifty Years*, Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD) Publications, Paris.

Ortiz Torres, L. (1994), *Energías xilogeneradas*, Tórculo Edicións, Santiago de Compostela.

Ozger, M., Altunkaynak, A., and Sen, Z. (2004), *Statistical investigation of expected wave energy and its reliability*, Energy Conversion and Management, 45 (13-14), pp. 2.173-2.185, Aug 2004.

Pahlke, T., Gerdes, G.J. and Keuper, A. (1993), *Assessment of wind potential and area available for wind farms at the lower Saxonian coast*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 615-618, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Perera, M.D. (1981), *Shelter behind two-dimensional solid and porous fences*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 8, pp. 93-104.

Pérez Arriaga, J.I., Batlle, C., Vázquez, C., Rivier, M. y Rodilla, P. (2005), *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Petersen, E.L. (1993), *Wind resources: The European wind climatology*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 663-668, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Petersen, E.L., Mortensen, N.G. and Landberg, L. (1996), *Measurements and modelling in complex terrain*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 580-583, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.

Petersen, E.L., Troen, I., Frandsen, S. and Hedegaard, K. (1981), *Wind Atlas for Denmark. A rational method for wind energy siting*, Risø-R-428, Risø National Laboratory, Denmark.

Pfeiffer, G., Reiner, H. and Stadtmüller, H. (1993), *Wind energy potential in the Pre-Alpine region of Upper Bavaria*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 623-625, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.

Pierenkemper, T. (2001), *La industrialización en el siglo XIX. Revoluciones a debate*, Siglo XXI de España Editores, Madrid.

Platts (The McGraw-Hill Companies), <http://www.platts.com>

Project Management Institute (2000), *A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide)*, Project Management Institute, Newtown Square, Pennsylvania, U.S.A.

Project Management Institute (2004), *A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK® Guide) - Third Edition*, Project Management Institute, Newtown Square, Pennsylvania, U.S.A.

Quinlan, P. (1994), *Details of the WindPlan Wind Plant Performance Assessment Software Application*, Proceedings of the Wind Power Annual Conference, pp. 329-339, American Wind Energy Association, Minneapolis, Minnesota.

Raftery, P., Tindal, A.J., and Garrad, A.D. (1997), *Understanding the risks of financing wind farms*, Proceedings of the European Wind Energy Conference, Dublin.

Ragsdale, C. (2004), *Spreadsheet Modeling and Decision Analysis*, South-Western College Publishing.

Red Eléctrica de España, <http://www.ree.es>

Reitan, Ø., and Hauge, L.H. (1997), *Training for project success*, Managing risks in projects, Kähkönen, K., and Arto, K.A., eds., pp. 204-213, E&FN Spon/Thomson Professional, United Kingdom.

Restivo, A. and Petersen, E.L. (1993), *Wind measurement and modelling in mountainous regions of Portugal*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 603-606, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.

Rimal, J.F. (1993), *Wind energy in the Czech Republic*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 689-692, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Rohatgi, J. and Nelson, V. (1994), *Wind Characteristics and Analysis for the Generation of Wind Power*, Burgess Publishing Company, Edina, Vermont.

Roth, G.D. (1979), *Meteorología, una guía práctica*, Ediciones Omega, Barcelona.

Sachs, P. (1972), *Wind forces in engineering*, Pergamon Press, Oxford.

Sacré, R. (2004), *Gestión eficaz de un equipo de proyecto*, Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), Madrid.

Salmon, J.R., Bowen, A.J., Hoff, A.M., Johnson, R., Mickle, R.E., Taylor, P.A., Tezlaff, G. and Walmsley, J.L. (1987), *The Askervein Hill Project: Mean wind variations at fixed height above ground*, Boundary-Layer Meteorological Journal 43, pp. 247-271.

Sánchez, F. y Soria, E. (1993), *Wind energy in Spain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 99-102, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Sanderhoff, P. (1992), *Park: A PC program for calculation of wind turbine park performance*, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Sansevic, M. and Pilic Rabadan, L. (1996), *A methodology for selection of wind energy systems locations using multicriterial analysis*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 611-614, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.

Satchwell, J. (1983), *Energias do futuro*, Verbo, Lisboa & São Paulo.

Scholes, H. (1993), *A system for regional wind resource analysis applied to south west England*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 31-37, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Sentana Cremades, E. (1995), *Proyectos y documentos técnicos en la ingeniería. Manual de la oficina técnica*, Editorial Gamma, Alicante.

Sherman, C. (1978), *MATHEW – A mass-consistent model for wind fields over complex terrain*, Journal of Applied Meteorology, 5, pp. 31-37.

Simiu, E. and Scanlan, R. H. (1996), *Wind effects on structures. Fundamentals and applications to design*, John Wiley & Sons, New York.

Simon, P., Hillson, D., and Newland, K. (1997), *PRAM project risk analysis and management guide*, The Association for Project Management, High Wycombe, U.K.

Simon, R. and Schroeter, J. (1994), *The Central and Southwest Services System Wind Energy Resource Assessment and Long-Range Wind Farm Development Strategy*, Proceedings of the Wind Power Annual Conference, pp. 131-139, American Wind Energy Association, Minneapolis, Minnesota.

Sørensen, B. (1995), *History of, and recent progress in wind energy utilization*, Annual Review of Energy Environment, no. 20, pp. 387-424, London.

Stefanatos, N.Ch., Morfiadakis, E.E. and Glinou, G.L. (1996), *Wake measurements in complex terrain*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 773-777, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.

Sureda, V. y San Gil, J.A. (1975), *La atmósfera y la predicción del tiempo*, Salvat Editores, Barcelona.

Tah, J.H.M., and Carr, V. (2001), *Knowledge-based approach to construction project risk management*, Journal of Computing in Civil Engineering 15 (3), pp. 170-177, Jul. 2001.

Takahashi, P., and Trenka, A., (1996), *Ocean Thermal Energy Conversion*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.

Taylor, M.R. (1993a), *Raising finance: A challenge for wind farm developers*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 40-42, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Taylor, M.R. (1993b), *Raising finance in today's market*, Seminar on Wind Energy in Southern Europe: Proceedings, Session V, pp. 1-7, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

Taylor, G.J., Cleijne, H., Crespo, A., Hoejstrup, J., Hutting, H. and van Leuven, J. (1993), *Full scale measurements in wind turbine arrays*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 755-758, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Taylor, P.A. and Teunissen, H.W. (1987), *The Askervein Hill Project: Overview and background data*, Boundary-Layer Meteorological Journal 39, pp. 15-39.

Theodorsen, T. (1935), *General theory of aerodynamic instability and the mechanism of flutter*, NACA Report No. 496.

Tombrou, M., Helmis, C., Papageorgas, P. and Asimakopoulos, D. (1996), *Atmospheric Stability Dependence of the Wind Flow over Complex Terrain*, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 522-525, H.S. Stephens & Associates, Felmersham, Bedford, United Kingdom.

Tombrou, M., Lalas, D.P., Tryfonopoulos, D.A. and Panourgias, J. (1993), *Test of prediction effectiveness of wind energy computer models in complex terrain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 599-602, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Trauner, T.J. (1993), *Managing the construction project*, Wiley, U.S.A.

Troen, I. and Petersen, E.L. (1989), *European Wind Atlas*, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Turner, J.R. (2005), *Las personas en la gestión de proyectos*, Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), Madrid.

Van der Hoeven, I. (1957), *Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 90 cycles per hour*, Journal of Meteorology, vol. 14, pp. 160-4.

Van Wijk, A.J.M. and Coelingh, J.P. (1993), *Wind potential in the OECD countries*, University of Utrecht, The Netherlands.

Verheij, F.J., Cleijne, J.W., Voutsinas, S.G., Huberson, S., Delaunay, D., Crespo, A. and Taylor, G.J. (1993), *Wake and wind farm modelling*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 400-403, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Vizcaíno, F.R. (1993), *Financing commercial wind farms in Spain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, p. 43, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Voutsinas, S.G., Rados, K.G. and Zervos, A. (1993), *Wake effects in wind parks. A new modelling approach*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 444-447, H.S. Stephens & Associates, Bedford, U. K.

Ward, S., and Chapman, C. (2003), *Transforming project risk management into project uncertainty management*, International Journal on Project Management, 21 (1), 97-105.

Warne, D.F. (1983), *Wind Power Equipment*, E. & F. N. Spon, New York.

Warren *et al.* (1995), *Performance of wind farms in complex terrain*, Proceedings of the 17th British Wind Energy Association Wind Energy Conference.

Warszawski, A., and Sacks, R. (2004), *Practical multifactor approach to evaluation risk of investment in engineering projects*, Journal of Construction Engineering and Management-ASCE, 130 (3), pp. 357-367, May-Jun 2004.

Watson, R. (1993), *Wind measurement and modelling in Ireland*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 607-610, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Watts, A. (1980), *Predicción instantánea del tiempo*, Editorial Juventud, Barcelona.

Weibull, W. (1951), *A statistical distribution function of wide applicability*, Journal of Applied Mechanics 18, pp. 293-297.

Wendell, L., Barnard, J.C. and Morris, V.R. (1994), *A Proposed Wind Measurement and Analysis Approach for Evaluating a Prospective Wind Plant Site*, Proceedings of the Wind Power Annual Conference, pp. 771-776, American Wind Energy Association, Minneapolis, Minnesota.

Wereko-Brobby, C., and Hagan, E.B. (1997), *Biomass Conversion and Technology*, UNESCO Energy Engineering Series, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, West Sussex, England, United Kingdom.

Wideman, R.M. (1992), *Project and program risk management*, Project Management Institute, Upper Darby, Pennsylvania, U.S.A.

Williams, T.M. (1996), *The two-dimensionality of project risk*, International Journal of Project Management, vol. 4, no. 3, p. 185-186.

Williams, T. (2002), *Learning from projects*, Strathclyde University, Glasgow, U.K.

Woodward, J.F. (1997), *Construction project management. Getting it right first time*, Thomas Telford, U.K.

World Coal Institute (WCI), <http://www.worldcoal.org>

World Energy Council (WEC) (2001), *19 th Survey of Energy Resources 2001, 18th World Energy Congress, Buenos Aires (Argentina), 21-25 October 2001*, World Energy Council (WEC), London.

World Energy Council (WEC) (2004), *20th Survey of Energy Resources 2004, 19th World Energy Congress, Sydney (Australia), 5-9 September 2004*, World Energy Council (WEC), London.

World Energy Council (WEC), <http://www.worldenergy.org>

Wright, J.F., and Canal, C. (1996), *CMT, an innovative system for project risk management*, Proceedings of the 1996 International Project Management Association World Congress on Project Management, vol. 2, pp. 441-450, Paris, France.

WTRG Economics, <http://www.wtrg.com>

Xunta de Galicia (1995a), *Decreto 205/1995, de 6 de julio, de la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Galicia*, Diario Oficial de Galicia del 17 de julio de 1995, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (1995b), *Plan Energético de Galicia. Documento de Síntesis*, Consellería de Industria y Comercio, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (1995c), *Plan Eólico de Galicia*, Consellería de Industria y Comercio, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (1995d), *Ley 10/1995, de 23 de noviembre, de ordenación del territorio de*, Diario Oficial de Galicia del 23 de noviembre de 1995, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (1996), *Resolución de 5 de noviembre de 1996, de la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia, por la que se establece el número de parques eólicos y la potencia a autorizar en los mismos en una primera fase de actuación 1997-2000*, Consellería de Industria y Comercio, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (1997a), *Acuerdo Marco de Colaboración entre la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia y Red Eléctrica de España, S.A., para el Desarrollo de Actuaciones en Materia de Transporte de Energía Eléctrica y Gestión del Sistema Eléctrico en la Comunidad Autónoma de Galicia*, suscrito el 29 de julio de 1997, Consellería de Industria y Comercio, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (1997b), *Acuerdo del Consello de la Xunta de Galicia de 1 de octubre de 1997, por el que se aprueba el Plan Eólico de Galicia como proyecto sectorial de incidencia supramunicipal*, Consellería de Industria y Comercio, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (2000), *Decreto 80/2000, de 23 de marzo, de la Consellería de Política Territorial, Obras Públicas y Vivienda de la Xunta de Galicia, por el que se regulan los planes y proyectos sectoriales de incidencia supramunicipal*, Diario Oficial de Galicia del 17 de abril del 2000, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (2001), *Decreto 302/2001, de 25 de octubre, de la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Galicia*, Diario Oficial de Galicia del 5 de diciembre del 2001, Santiago de Compostela.

Xunta de Galicia (2002), *Orden de 29 de octubre, de la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia, por la que se determinan los requisitos para la autorización de parques eólicos singulares*, Diario Oficial de Galicia del 8 de noviembre del 2002, Santiago de Compostela.

Yáñez Parareda, G. (1982), *Energía solar, edificación y clima*, Dirección General para la Vivienda y Arquitectura, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Madrid.

Yáñez Parareda, G. (1988), *Arquitectura solar. Aspectos pasivos, bioclimatismo e iluminación natural*, Monografías de la Dirección General para la Vivienda y Arquitectura, Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo, Madrid.

Zubiaur Ruiz, R. (1993), *Recursos eólicos*, Curso sobre Producción de Electricidad con Energías Renovables, Instituto de Estudios de la Energía, Madrid.

Zubiaur, R. and Martín, F. (1993), *Performance and limitations of wind simulation models in NW of Spain*, Proceedings of the European Community Wind Energy Conference, pp. 686-688, H.S. Stephens & Associates, Bedford, United Kingdom.

Zudaire, J.M. (1996), *Actuaciones del Banco Europeo de Inversiones en el sector eólico*, Ponencias de las Jornadas de Energía Eólica en España, Sesión V, págs. 1-4, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.

