



**TESIS DOCTORAL**

**AÑO 2015**

**ESTRATEGIAS COMPETITIVAS  
DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR DE LA  
ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA**

**D. DAVID MORENO CASAS**

**LICENCIADO EN CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES**

**DEPARTAMENTO DE ORGANIZACIÓN DE EMPRESAS  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA  
(UNED)**

**DIRECTORA: DOCTORA DOÑA BEATRIZ RODRIGO MOYA**

**DEPARTAMENTO DE ORGANIZACIÓN DE EMPRESAS  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA  
(UNED)**

**ESTRATEGIAS COMPETITIVAS DE LAS  
EMPRESAS DEL SECTOR DE LA ENERGÍA  
EÓLICA EN ESPAÑA**

**D. DAVID MORENO CASAS  
LICENCIADO EN CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES**

**DIRECTORA: DOCTORA DOÑA BEATRIZ RODRIGO MOYA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiera agradecer a mi querida esposa por su comprensión y apoyo incondicional, por su constante fuente de motivación y por su impulso en el desarrollo profesional del esfuerzo para potenciar la creación del pensamiento.

Asimismo, la elaboración de esta Tesis no habría sido posible sin las valiosas orientaciones de la Directora de la Tesis, la Doctora Doña Beatriz Rodrigo Moya, a quien quiero expresar mi agradecimiento y reconocimiento por su labor de dirección y por sus importantes consejos y apoyo para llevar a buen término esta tesis y que me ha permitido superar los momentos de desánimo y cansancio que suceden en la elaboración de un trabajo de esta naturaleza.

Además, quisiera mostrar mi agradecimiento a la atención y ayuda que me han prestado profesionales de las empresas del sector eléctrico español y que me han permitido enriquecer los contenidos de la investigación que presento.

Por último, quisiera expresar mi reconocimiento a la UNED, como Universidad que me ha permitido compatibilizar mis estudios de Doctorado con mis diferentes obligaciones y responsabilidades profesionales, y muy particularmente a todos sus profesores con los que he tenido relación a lo largo de los cursos de Doctorado y, de nuevo, en particular, a la Doctora Doña Beatriz Rodrigo Moya como tutora en la elaboración del Proyecto de Investigación para la obtención del Diploma de Estudios Avanzados. La formación recibida en la UNED ha enriquecido la que ya había obtenido previamente en mi licenciatura en Ciencias Económicas y Empresariales en la Universidad Pontificia Comillas (ICADE) y en los Cursos de International Executive Programs del IE Business School.



## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>13</b>
<b>1.1. Estado de la cuestión .....</b>	<b>13</b>
<i>1.1.1. Contexto .....</i>	<i>13</i>
<i>1.1.2. Retos del Sector Eléctrico en Europa .....</i>	<i>19</i>
<i>1.1.3. La energía eólica como apuesta estratégica para España .....</i>	<i>22</i>
<b>1.2. Hipótesis de partida y objetivos de la investigación .....</b>	<b>25</b>
<i>1.2.1. Objetivos de la investigación .....</i>	<i>25</i>
<i>1.2.2. Preguntas de la investigación .....</i>	<i>26</i>
<i>1.2.3. Importancia de la investigación .....</i>	<i>26</i>
<i>1.2.4. Limitaciones y alcance de la investigación .....</i>	<i>27</i>
<b>1.3. Metodología de la investigación .....</b>	<b>29</b>
<i>1.3.1. Importancia de la formulación de la estrategia empresarial .....</i>	<i>29</i>
<i>1.3.2. Competitividad de las naciones .....</i>	<i>29</i>
<i>1.3.3. Análisis Estratégico .....</i>	<i>31</i>
<i>1.3.4. Elección de Estrategias .....</i>	<i>48</i>
<b>2. MARCO CONTEXTUAL .....</b>	<b>57</b>
<b>2.1. Historia .....</b>	<b>57</b>
<b>2.2. Producción y consumo .....</b>	<b>59</b>
<b>2.3. Definición de las energías renovables .....</b>	<b>61</b>
<i>2.3.1. Tipología de las energías renovables .....</i>	<i>61</i>
<i>2.3.2. El recurso eólico .....</i>	<i>67</i>
<b>2.4. El Cambio Climático y los compromisos del Protocolo de Kioto .....</b>	<b>73</b>
<b>2.5. Plan de Energías Renovables .....</b>	<b>82</b>
<i>2.5.1. El impulso de las energías renovables y la eficiencia energética .....</i>	<i>82</i>
<i>2.5.2. El marco de realización del Plan de Energías Renovables .....</i>	<i>83</i>
<i>2.5.3. Las energías renovables: el principal activo energético de España .....</i>	<i>85</i>
<i>2.5.4. Objetivos ambiciosos para 2020 .....</i>	<i>86</i>
<i>2.5.5. Beneficios socio-económicos para España .....</i>	<i>87</i>
<i>2.5.6. El cumplimiento de los compromisos ambientales .....</i>	<i>88</i>
<i>2.5.7. Participación de las energías renovables en la generación eléctrica .....</i>	<i>89</i>
<i>2.5.8. Balance económico del sistema eléctrico .....</i>	<i>90</i>
<i>2.5.9. Esfuerzo en el sector de los transportes .....</i>	<i>91</i>
<i>2.5.10. El sector de los edificios .....</i>	<i>93</i>
<b>2.6. Las Energías Renovables en España en 2010 .....</b>	<b>95</b>
<b>2.7. Impacto de las Energías Renovables en la Economía Española .....</b>	<b>102</b>
<b>2.8. Evolución de los Costes de las Energías Renovables .....</b>	<b>110</b>
<b>2.9. Autoconsumo, Balance Neto de Energía y Paridad de Red .....</b>	<b>129</b>
<b>3. CUMPLIMIENTO DEL OBJETIVO EUROPEO EN RENOVABLES .....</b>	<b>141</b>

<b>4. LA UNIÓN DE LA ENERGÍA EN EUROPA .....</b>	<b>145</b>
4.1. Conferencia sobre el Cambio Climático: el Protocolo de París .....	145
4.2. La Comisión Europea: La Unión de la Energía .....	153
4.3. Interconexión Energética en Europa .....	166
<b>5. LA ENERGÍA EÓLICA EN 2014 .....</b>	<b>175</b>
5.1. La Energía Eólica en el Mundo .....	175
5.2. La Energía Eólica en Europa .....	179
5.3. La Energía Eólica en España .....	182
<b>6. ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS COMPETITIVAS .....</b>	<b>189</b>
6.1. Importancia de la formulación de la estrategia empresarial .....	189
6.2. Competitividad de las naciones .....	193
6.3. Análisis Estratégico del Sector Eólico .....	198
6.3.1. Propósitos y objetivos estratégicos del sector eólico en España .....	199
6.3.1.1. Formulación de la visión .....	199
6.3.1.2. Formulación de la misión .....	199
6.3.1.3. Objetivos a largo plazo .....	199
6.3.1.4. Implementación .....	200
6.3.2. Análisis del entorno general del sector eólico (Análisis P.E.S.T.E.L.) .....	201
6.3.2.1. Ámbito político y gubernamental .....	201
6.3.2.2. Ámbito económico .....	204
6.3.2.3. Ámbito socio-cultural .....	215
6.3.2.4. Ámbito tecnológico .....	219
6.3.2.5. Ámbito ecológico .....	231
6.3.2.6. Ámbito legal .....	240
6.3.3. La estructura del sector eólico (Análisis de las cinco fuerzas de Porter) .....	247
6.3.3.1. Amenaza de nuevos competidores potenciales .....	247
6.3.3.2. Poder de negociación de los proveedores .....	254
6.3.3.3. Poder de negociación de los clientes .....	256
6.3.3.4. Amenaza de energías sustitutas .....	257
6.3.3.5. Rivalidad entre competidores .....	258
6.3.4. Matriz DAFO del sector eólico .....	259
6.3.5. La cadena de valor del sector eólico .....	267
6.4. Elección de Estrategias .....	277
6.4.1. Estrategias Corporativas .....	277
6.4.1.1. Matriz de Crecimiento-Participación (BCG) .....	277
6.4.1.2. Matriz de Crecimiento de Ansoff .....	279
6.4.2. Estrategias Competitivas .....	281
6.4.3. Estrategias Funcionales .....	282
<b>7. CONCLUSIONES DE LA TESIS .....</b>	<b>285</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>297</b>
<b>APÉNDICE .....</b>	<b>313</b>

## **LISTA DE SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y SIGLAS**

A-CAES:	Adiabatic Compressed Air Energy Storage (Almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático)
AFOLU:	Agricultura, silvicultura y otros usos del suelo
AT:	Alta Tensión
b.c.:	Barras de central
BIL:	Contratos bilaterales en el mercado a plazo
BtL:	Biomass-to-Liquids (Biomasa a líquido)
B10:	Biodiesel en gasóleo
CAES:	Compressed Air Energy Storage (Almacenamiento de energía de aire comprimido)
CH <sub>4</sub> :	Metano
CMNUCC:	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO <sub>2</sub> :	Dióxido de Carbono
CTE:	Código Técnico de la Edificación
DFIG:	Doubly-Fed Induction Generator (Máquina eléctrica doble alimentación)
EPC:	Engineering, procurement and construction
EUA:	Asignaciones de emisión de la UE
FOLU:	Silvicultura y otros usos del suelo
FV:	Fotovoltaico
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GtCo <sub>2</sub> eq:	Gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente
GW:	Gigavatio
GWEC:	Global Wind Energy Council
GWh:	Gigavatio-hora
G20:	Grupo de los 20 países industrializados y emergentes
Heq:	Horas equivalentes
HFC:	Compuestos hidrofluorcarbonados
ICAREN:	Incentivos al Calor Renovable
IEM:	Interferencia Electromagnética
Iinv:	Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático)

IVPEE:	Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica
KIC:	Knowledge and Innovation Communities (Comunidades de Conocimiento e Innovación)
ktep:	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
kW:	Kilovatio
kWh:	Kilovatio-hora
LCOE:	Levelized Cost of Electricity (Coste nivelado de la electricidad)
LEC:	Levelized Electricity Cost (Coste nivelado de generación eléctrica)
LED:	Light-emitting diode (Diodo emisor de luz)
MCE:	Mecanismo Conectar Europa
MD:	Mercado diario
m/s:	Metros por segundo (velocidad del viento)
Mtep:	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MW:	Megavatio
MWh:	Megavatio-hora
MWt:	Megavatio térmico
NaS:	Sodio y Azufre
N <sub>2</sub> O:	Óxido nitroso
PANER:	Planes de Acción Nacional de Energías Renovables
PCN:	Planes de Contribución Nacionales
PER:	Plan de Energías Renovables
PIC:	Proyectos de Interés Común
PFC:	Perfluorocarbono
PNUMA:	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PR:	Policy Recommendations (Recomendación sobre la política)
RCDE-UE:	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE
RET:	Renewable Energy Target (Objetivo de Energías Renovables)
Rinv:	Retribución a la inversión
Ro:	Retribución a la operación
SF <sub>6</sub> :	Hexafluorocarbono de azufre
tep:	Tonelada equivalente de petróleo
TW:	Teravatio
UGH:	Unidad de gestión hidráulica
VRB:	Vanadium Redox Battery (Baterías de Redox de Vanadio)



## **LISTA DE TABLAS Y FIGURAS**

### **TABLAS**

Tabla 1.	Esquema del Análisis P.E.S.T.E.L. ....	37
Tabla 2.	Matriz de Crecimiento (Ansoff) .....	53
Tabla 3.	Producción con fuentes renovables en 2010 .....	98
Tabla 4.	Evolución de los costes de inversión y operación y mantenimiento en la energía eólica .....	117
Tabla 5.	Evolución esperada de costes de generación en tecnología eólica onshore, para los tres escenarios propuestos .....	124
Tabla 6.	Potencia instalada por países en Europa en 2014 .....	180
Tabla 7.	Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2014 (ordenadas por potencia acumulada) .....	184
Tabla 8.	Reparto de potencia instalada por Promotores (ordenados por potencia acumulada) .....	185
Tabla 9.	Reparto de la potencia instalada por Fabricantes (ordenada por potencia acumulada) .....	186
Tabla 10.	Componentes de la variación de la demanda peninsular en b.c. ....	206
Tabla 11.	Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular	207
Tabla 12.	Valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales para el primer subperiodo regulatorio .....	210
Tabla 13.	Porcentaje de evolución de patentes por área geográfica .....	224
Tabla 14.	Solicitudes de patentes internacionales por año de presentación y país	224
Tabla 15.	Principales propietarios de tecnología en el sector eólico a nivel Mundial .....	225
Tabla 16.	Evolución anual de la potencia instalada a 31 de diciembre (MW) .....	248
Tabla 17.	Balance de potencia a 31.12.14. Sistema eléctrico nacional .....	248
Tabla 18.	Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh) .....	249
Tabla 19.	Matriz DAFO Energía Eólica .....	266
Tabla 20.	Matriz de Crecimiento del Sector Eólico (Ansoff) .....	280

## **FIGURAS**

Figura 1.	Las cinco fuerzas competitivas que impulsan la competencia en la Industria .....	37
Figura 2.	Cadena de valor genérica de Porter .....	47
Figura 3.	Matriz de Crecimiento-Participación. Matriz BCG .....	51
Figura 4.	Emisiones antropogénicas anuales de GEI totales por grupos de gases, 1970-2010 .....	75
Figura 5.	Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores económicos ....	76
Figura 6.	Consumo de Energía Primaria 2010. Contribución por fuentes Energéticas .....	95
Figura 7.	Estructura de Generación Eléctrica 2010 .....	96
Figura 8.	Evolución del consumo y la capacidad de producción de Biocarburantes .....	97
Figura 9.	Evolución del consumo de energías renovables .....	100
Figura 10.	Visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías Renovables en España .....	113
Figura 11.	Evolución 2010-2020 esperada en España del coste de generación Eléctrica para las tecnologías renovables .....	115
Figura 12.	Coste de generación eólica de gran potencia .....	120
Figura 13.	Estimación de costes de inversión para generación eólica onshore de gran potencia en 2010 .....	121
Figura 14.	Estimación de los costes operativos para generación eólica onshore en 2010 .....	122
Figura 15.	Esquema de autoconsumo y sistemas de almacenamiento .....	138
Figura 16.	Previsión por países de la cuota renovable en 2020 y posibilidad de alcanzar el objetivo .....	142
Figura 17.	Potencia eólica anual en el mundo. 1997-2014 .....	176
Figura 18.	Potencia eólica instalada en el mundo acumulada. 1997-2014 .....	176
Figura 19.	Top 10: Nueva capacidad instalada en 2014/ Acumulado a 2014 .....	177
Figura 20.	Potencia instalada por países acumulada a finales de 2014 (primeros 35 países) .....	178
Figura 21.	Potencia eólica instalada por años en la UE (GW) .....	179

Figura 22. Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE a 31/12/2014 .....	179
Figura 23. Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (MW)..	182
Figura 24. Previsiones del FMI-WEO .....	204
Figura 25. Potencia máxima instantánea peninsular (MW) .....	208
Figura 26. Incentivos del sector eólico 2012/2014 .....	211
Figura 27. Ingresos del mercado sector eólico 2013/2014 .....	211
Figura 28. Ingresos por MWh de las instalaciones eólicas en función del año de puesta en marcha (descontado IVPEE) .....	212
Figura 29. Relación entre la generación eólica y el precio del mercado (media móvil de últimos 6 meses de 2011 a 2014) .....	214
Figura 30. Fases de electrificación del vehículo .....	216
Figura 31. Penetración estimada de nuevas ventas de vehículos en España en 2020-2030 .....	218
Figura 32. Visión de la UE del potencial tecnológico para la reducción de emisiones en el horizonte 2050 .....	220
Figura 33. Previsión de crecimiento en el tamaño de los aerogeneradores .....	225
Figura 34. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular. 2014 ..	251
Figura 35. Estructura de la cobertura de la demanda anual (%) .....	252
Figura 36. Potencia eólica instalada acumulada. 1997-2014 .....	264
Figura 37. Mapa de Centros / Institutos de Investigación en Energía (públicos) ...	267
Figura 38. La cadena de valor de la energía eólica .....	270
Figura 39. Cadena de valor completa del sector eólico español .....	272
Figura 40. Localización territorial de la actividad eólica por subsectores .....	273
Figura 41. Matriz de Crecimiento-Participación de la industria energética (BCG)..	278



## **1. INTRODUCCIÓN**

---

### **1.1. Estado de la cuestión**

#### **1.1.1. Contexto**

Nos encontramos en una nueva era de la energía. Existe una urgente necesidad de inversiones: sólo en nuestro entorno más próximo, Europa, se precisarán en los próximos años nuevas inversiones para cubrir la demanda de energía prevista y sustituir la infraestructura obsoleta.

La dependencia respecto de las importaciones va en aumento: si no se consigue otorgar una mayor competitividad a la energía autóctona, en los próximos años se incrementarán las necesidades energéticas mediante productos importados (algunos de ellos procedentes de regiones situadas bajo la amenaza de la inseguridad).

Las reservas están concentradas en unos pocos países. Hoy en día, aproximadamente la mitad del consumo de gas de Europa se satisface con gas procedente de sólo tres países: Rusia, Noruega y Argelia.

La demanda global de energía sigue creciendo. Se espera que, entre la fecha actual y el año 2030, la demanda mundial de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub> sigan aumentando. El consumo mundial de petróleo ha aumentado desde mediados de los años 90, y sus proyecciones indican que la demanda mundial de petróleo se incrementará en los próximos años. En este sentido, la Agencia Internacional de la Energía (AIE), dependiente de la OCDE, en su informe mensual de julio de 2015, indicaba que la demanda mundial de petróleo crece a su ritmo más rápido en los últimos cinco años, apoyada en la recuperación económica y en los bajos precios del crudo. La AIE calcula que en 2015 y 2016 el repunte de la demanda será de 1,6 y 1,4 millones de barriles diarios, respectivamente, en ambos casos superando los cálculos realizados anteriormente. En paralelo, la Agencia considera que habrá un paulatino ajuste de la oferta, a causa de la caída de los precios del crudo que han provocado una reducción de la inversión en extracción. Según datos de la Agencia, se observa que el barril se sitúa en la actualidad por debajo de los 50 dólares, muy lejos de los 115 que costaba en julio de 2014

Los precios del petróleo y el gas han aumentado considerablemente en los últimos años. En la actualidad hay una época de reducción y estancamiento de los precios, pero la situación geopolítica y los diferentes conflictos internacionales pronostican nuevos crecimientos. Los precios de la electricidad siguen una tendencia similar. Se trata de una situación difícil para los consumidores. Habida cuenta de la creciente demanda global de combustibles fósiles, la saturación de las cadenas de abastecimiento y la creciente dependencia respecto de las importaciones, es probable que los precios del petróleo y el gas regresen a la senda del crecimiento, lo que quizá propicie el incremento de la eficiencia energética y de la innovación, para reducir el consumo energético.

Estamos asistiendo a un calentamiento climático: según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)<sup>1</sup>, las emisiones de gases de efecto invernadero han provocado ya un cierto aumento en la temperatura mundial, aumento que podrá seguir creciendo al final del presente siglo si no se adopta medida alguna al respecto. Las economías y los ecosistemas de todas las regiones del mundo sufrirán graves consecuencias.

Europa aún no ha desarrollado unos mercados interiores de la energía plenamente competitivos. Sólo cuando existan esos mercados podrán los ciudadanos y las empresas de Europa beneficiarse plenamente de la seguridad de abastecimiento y de unos precios más bajos. Con ese fin, es preciso desarrollar las interconexiones, implantar marcos legislativos y reguladores eficaces y darles plena aplicación, y velar por la rigurosa ejecución de las normas comunitarias de competencia. Además, la consolidación del sector de la energía deberá regirse por las normas de mercado si se pretende que Europa responda eficientemente a los múltiples retos que tiene ante sí y si se desea invertir adecuadamente para el futuro.

Este es, pues, el nuevo panorama energético del siglo XXI, un panorama en el que las regiones económicas del mundo dependen las unas de las otras para garantizar la

---

<sup>1</sup> IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el organismo internacional para la evaluación del cambio climático. Fue establecido por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) en 1988 para proveer al mundo con una visión científica clara sobre el estado actual del conocimiento en el cambio climático y sus posibles impactos ambientales y socio-económicos.

seguridad energética, la estabilidad de las condiciones económicas y la adopción de medidas eficaces contra el cambio climático.

Los efectos de esta situación inciden directamente en todos los ciudadanos. El acceso a la energía es fundamental para la existencia cotidiana de cada ciudadano. Los ciudadanos se ven afectados por la subida de los precios, las amenazas a la seguridad del suministro energético y los cambios en el clima de nuestro continente. La energía sostenible, competitiva y segura es uno de los pilares básicos de la vida cotidiana.

En este sentido, Europa dispone de las herramientas necesarias para actuar: mercado amplio, unión energética y líder en gestión de la demanda sostenible. Con más de 450 millones de consumidores, constituye el segundo mercado mundial de la energía. Si presenta un frente común, reúne el peso necesario para preservar y reivindicar sus intereses. Además de poder intervenir en el nivel adecuado, Europa tiene a su disposición el conjunto de instrumentos políticos necesarios para hacer frente al nuevo panorama energético. Europa es líder mundial en la gestión de la demanda, el fomento de formas de energía nueva y renovable y el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono.

Se tardan muchos años en introducir innovaciones en el sector de la energía. Además, es preciso seguir promoviendo la diversidad: diversidad de tipos de energía, de países de origen, de rutas de tránsito. De ese modo, se crearán las condiciones propicias para el crecimiento, el empleo, el incremento de la seguridad y la mejora del medio ambiente.

Para sustituir la capacidad de generación de electricidad que se va haciendo obsoleta y satisfacer la demanda, se necesita continuar con importantes inversiones a lo largo de los próximos años, sin olvidar la capacidad de gestionar los picos de demanda. Debe contarse con la reserva necesaria para evitar cortes en momentos de gran demanda y complementar las fuentes de energía renovable intermitentes. Para conseguir a su debido tiempo unas inversiones sostenibles, hace falta un mercado que funcione adecuadamente, que emita las señales de precios adecuadas y que aporte los elementos necesarios, como incentivos, estabilidad de la reglamentación y acceso a la financiación.

Persisten significativas diferencias en cuanto al nivel y a la eficacia de la separación de la transmisión y distribución respecto de las actividades competitivas, lo que implica

que, en la práctica, existen también diferencias en cuanto al grado de apertura de los mercados nacionales a una competencia libre y equitativa.

Una revisión estratégica del sector de la energía aporta un claro marco para la adopción de las decisiones acerca de la combinación energética, analizando las ventajas y desventajas de las distintas fuentes de energía, desde las fuentes de energía renovable autóctonas, como la energía eólica, la biomasa, los biocarburantes, las minicentrales hidroeléctricas y la eficiencia energética, hasta el carbón y la energía nuclear, así como los efectos secundarios de los cambios de la combinación energética.

Es preciso continuar adoptando medidas eficaces de lucha contra el cambio climático, con la combinación de sólidas iniciativas legislativas y programas de eficiencia energética con una política de fomento de la competencia y las energías renovables eficaces.

Además de luchar contra el cambio climático, es necesario reforzar la seguridad de abastecimiento y limitar la dependencia respecto de la energía importada, lo que llevaría a crear numerosos puestos de trabajo de alta calidad y mantener el liderazgo tecnológico en un sector en rápida expansión.

La eficiencia energética no implica sacrificio alguno del bienestar o la comodidad, ni reducción alguna de la competitividad. De hecho, significa precisamente lo contrario. Significa realizar inversiones rentables destinadas a reducir el derroche de energía, generadoras de una mejor calidad de vida y un ahorro económico, y emitir señales de precios que puedan conducir a un uso más responsable, económico y racional de la energía.

Entre las medidas que se han desarrollado en los últimos años en materia de eficiencia energética pueden citarse las siguientes:

- Campañas específicas de larga duración a favor de la eficiencia energética, incluida la eficiencia energética de los edificios y, particularmente, de los edificios públicos.
- Importante esfuerzo de aumento de la eficiencia energética del sector de los transportes con el objetivo especial de lograr una rápida mejora de la situación de los transportes públicos en las grandes ciudades europeas.



- Utilización de instrumentos financieros para fomentar las inversiones de los bancos comerciales en proyectos de eficiencia energética y en empresas de servicios energéticos.
- Mecanismos de fomento de las inversiones en proyectos de eficiencia energética y empresas de servicios energéticos.
- Como guía para los consumidores y los fabricantes, mediante la obligación de un sistema de calificaciones y de indicación del rendimiento energético de los principales productos consumidores de energía: aparatos eléctricos, vehículos y equipamientos industriales.

Para que se realice todo el potencial de la energía renovable, es necesario un marco estable de apoyo que, en particular, estimule el aumento de la competitividad de tales fuentes de energía sin dejar de respetar plenamente las normas de competencia. Sólo se aprovechará todo el potencial de la energía renovable mediante un compromiso a largo plazo para desarrollar e instalar este tipo de energía.

La captura de carbono y su almacenamiento geológico, junto con las tecnologías limpias de combustibles fósiles, constituyen un tipo de tecnología de emisiones casi nulas, que ya en la actualidad se puede utilizar económicamente para la recuperación mejorada de petróleo o gas. Puede ser particularmente importante en países que decidan continuar con el uso de carbón como fuente de energía asegurada y abundante.

Sin embargo, esta tecnología necesita un estímulo para crear los incentivos económicos necesarios, aportar seguridad jurídica al sector privado y garantizar la integridad del medio ambiente. Hacen falta proyectos de investigación y desarrollo y de demostración a gran escala para reducir los costes de la tecnología, y los incentivos relacionados con el mercado, como el comercio de derechos de emisión, también pueden hacer que esta opción sea rentable a largo plazo.

El desarrollo y despliegue de nuevas tecnologías energéticas es fundamental para mejorar la seguridad de suministro, la sostenibilidad y la competitividad industrial. Esto implica un compromiso a largo plazo. Como ejemplo puede citarse que la investigación ha permitido que la eficiencia de las centrales eléctricas de carbón haya mejorado en un

30% en los últimos 30 años. El Fondo de Investigación del Carbón y del Acero<sup>2</sup> ha contribuido a financiar este aspecto a nivel comunitario. Con otros avances tecnológicos se podrían conseguir reducciones significativas de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La investigación también puede abrir oportunidades comerciales. Las tecnologías de alta eficiencia energética y baja emisión de carbono constituyen un mercado internacional que está cobrando importancia rápidamente y va a suponer miles de millones de euros en los próximos años.

No hay una sola solución para nuestros problemas energéticos, sino que abarca un amplio abanico de tecnologías: energías renovables, convertir en una realidad industrial el carbón limpio y la captura y secuestro de carbono, desarrollar unos biocarburantes económicamente viables para el transporte, nuevos vectores de energía como el hidrógeno y una utilización de la energía respetuosa del medio ambiente.

En un mundo de interdependencia global, la política energética ha de tener en cuenta los siguientes objetivos: sostenibilidad, competitividad y seguridad de abastecimiento.

- **Sostenibilidad:** desarrollar fuentes renovables de energía competitivas y otras fuentes y sectores energéticos de baja emisión de carbono, en particular combustibles alternativos para el transporte; contener la demanda de energía, y liderar los esfuerzos mundiales por detener el cambio climático y mejorar la calidad de la atmósfera local.
- **Competitividad:** asegurar que la apertura del mercado de la energía resulta beneficiosa para los consumidores y para la economía en general y, al mismo tiempo, estimula las inversiones destinadas a la producción de energía limpia y al incremento de la eficiencia energética; amortiguar las repercusiones del

---

<sup>2</sup> El Programa de Investigación del Fondo de Investigación del Carbón y del Acero (Decisión del Consejo de 29 de abril de 2008, 2008/376/CE) tiene por objeto contribuir a la competitividad de los sectores comunitarios relacionados con la industria del carbón y del acero. El Programa de Investigación concuerda con los objetivos científicos, tecnológicos y políticos de la Comunidad Europea, y complementa las actividades desarrolladas en los Estados miembros y en los programas comunitarios de investigación en curso, especialmente el programa marco para acciones de investigación, desarrollo tecnológico y demostración. Se fomenta la coordinación, la complementariedad y la sinergia entre estos programas, así como el intercambio de información entre los proyectos financiados por el Programa de Investigación y los financiados por el programa marco de investigación.

aumento de los precios internacionales de la energía y en sus ciudadanos, y mantenerse en la vanguardia de las tecnologías energéticas.

- **Seguridad de abastecimiento:** se trata de frenar la creciente dependencia respecto de la energía importada mediante un enfoque integrado de reducción de la demanda, diversificación de los tipos de energía consumida mediante un mayor uso de las energías autóctonas y renovables competitivas, y diversificación de las rutas y las fuentes de abastecimiento de la energía importada; la creación de un marco que estimule las inversiones adecuadas para hacer frente a la creciente demanda de energía; la mejora del equipamiento para hacer frente a las situaciones de emergencia; la mejora de las condiciones de las empresas que desean acceder a los recursos globales, y la garantía de que todos los ciudadanos y todas las empresas tienen acceso a la energía.

### **1.1.2. Retos del Sector Eléctrico en Europa**

Según el informe *The Future of Electricity*<sup>3</sup>, publicado al hilo del último foro económico de Davos, el sector eléctrico no será capaz de atraer las inversiones que necesita Europa, a menos que se produzcan cambios relevantes. El sector está en una encrucijada: la disminución de la rentabilidad de las compañías eléctricas en los mercados de la OCDE pone en entredicho su capacidad para alcanzar la inversión de 7,6 billones de dólares que se estima son necesarios para cumplir con los objetivos de política energética establecidos para 2040. En el citado informe, se indica que de 2001 a 2013 la rentabilidad media de las inversiones en generación de energías renovables en Europa ha disminuido en dicho periodo en más de cuatro puntos porcentuales, en parte causado por la disminución o desaparición de los subsidios públicos.

Desde el año 2000, los países de la OCDE han invertido más de 3 billones de dólares en renovables, plantas de energía convencional e infraestructuras de distribución. Esta inversión ha ayudado a reducir la intensidad de carbono por unidad generada alrededor de un 1% por año y ha aumentado la seguridad energética, mediante la reducción de la importación de combustibles, cerca de un 4%. Sin embargo, aún queda mucho por hacer en la industria: para alcanzar los objetivos energéticos fijados será preciso un 20% más de inversión anual durante los próximos 15 años.

---

<sup>3</sup> WORLD ECONOMIC FORUM y BAIN&Co (2015).

Esta inversión es necesaria para transformar el sector eléctrico en un sistema más sostenible, reducir las emisiones de carbono y mantener la seguridad energética. El estudio del World Economic Forum y de Bain & Company, es parte de una iniciativa impulsada en la última asamblea anual del Foro de Davos con el objetivo de proporcionar a los países, empresas y la sociedad en general una plataforma para fomentar el diálogo y el aprendizaje durante la transición a un sistema eléctrico de bajas emisiones de carbono.

Según esta investigación, una de las principales causas que ha llevado al sector al estado de incertidumbre actual ha sido el desarrollo de políticas energéticas que no han alineado las necesidades de los diferentes países, permitiendo el mantenimiento de altas cuotas de control de los países sobre las políticas energéticas, y una insuficiente planificación integrada. Si los países hubieran coordinado mejor el despliegue de sus infraestructuras de renovables, Europa podría haber ahorrado más de 140.000 millones de dólares.

Por otra parte, la fijación inadecuada del precio del carbono en la Unión Europea está afectando al rendimiento del sector y la falta de compromiso social continúa siendo un problema: el precio de los permisos de emisiones ha caído a niveles tan bajos que impiden que un programa de descarbonización o reducción de emisiones tenga efectos relevantes sobre la inversión y, aunque la sociedad reconoce la necesidad de reducir las emisiones de carbono, aún no aprecia por completo el valor que aporta un sistema eléctrico más limpio y otros impactos positivos derivados de su implantación, como la creación de empleo y la seguridad del suministro.

A medida que se ha transitado hacia un sistema de menores emisiones de carbono han descendido los retornos para las compañías, tanto las de energías renovables como las eléctricas tradicionales.

Las reducciones en las políticas de subsidios, la sobrecapacidad creada por una insuficiente coordinación entre los planes públicos y los de empresas privadas y la reducción de los factores de carga, unidos a la caída progresiva de la demanda, han contribuido a una pérdida masiva de valor de los activos de generación. Los cambios regulatorios en España han limitado la rentabilidad anual de las instalaciones de energías renovables entorno a un 7%, lo que ha producido un deterioro en el valor de los

activos producido por los recortes en los subsidios introducidos en las recientes reformas energéticas. Asimismo, el modelo de una generación más descentralizada ha afectado a los negocios de transporte y distribución, que no han modificado significativamente sus modelos de remuneración.

A la vista de este panorama, es preciso que los políticos, los reguladores y las empresas del mercado eléctrico actúen para atraer la inversión que precisa el sector en su transición a un sistema de bajas emisiones de carbono. La colaboración público-privada entre las distintas partes interesadas es fundamental para lograr este objetivo y llevar a cabo con éxito la transición a un sistema de bajas emisiones de carbono.

En primer lugar, es esencial que los responsables políticos comiencen a trazar las líneas maestras de nuevas medidas para incentivar las decisiones de inversión más correctas y permitir explotar los recursos renovables en Europa de una forma más eficiente. Para ello, será necesario un enfoque más flexible, un aumento del apoyo social a este tipo de energías y evitar en lo posible los cambios retroactivos de las políticas de regulación y apoyo del sector energético.

Por otra parte, los reguladores deben asegurarse de que los mercados dan información clara y pertinente, premiar la fiabilidad y la flexibilidad del sistema y fomentar soluciones para los problemas de la oferta y la demanda. Es necesario que se promuevan regulaciones justas, se armonicen los incentivos y se eliminen las barreras regulatorias innecesarias a la competencia. Además, es fundamental el desarrollo de modelos de negocio completamente centrados en el cliente por parte de las compañías del sector.

Los inversores tienen que mantener un diálogo con los responsables políticos y los reguladores sobre cómo equilibrar mejor los riesgos y la rentabilidad, sin dejar de invertir e innovar para financiar el perfil de riesgo creciente que se está dando en el sector eléctrico.

Por último, ya que no existe un único organismo que aglutine a todos los actores del mercado, sería positiva la creación de grupos de trabajo multisectorial para aumentar la comunicación entre los agentes de la industria, compartir conocimientos y mejorar las prácticas de forma global. Sólo asegurando la viabilidad de las inversiones, Europa podrá evolucionar con éxito hacia un futuro energético más sostenible y eficiente.

### **1.1.3. La energía eólica como apuesta estratégica para España**

La energía eólica es una energía renovable madura y desarrollada. Genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Es una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Desde principios del siglo XX, produce energía a través de los aerogeneradores. La energía eólica mueve una hélice y, mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica.

Los aerogeneradores suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, lo que reduce su impacto ambiental. Las máquinas tienen una vida útil de veinte años.

España es una isla energética con una fuerte dependencia del exterior (aproximadamente el 81% de la energía primaria que se consume es importada y procede de combustibles fósiles) y necesita más seguridad en el aprovisionamiento de energía.

La eólica es una fuente de energía autóctona que en la actualidad genera el 20% de la electricidad en España. Además, evita importaciones de combustibles fósiles (que son una seria carga para la balanza comercial española y dificultan la reactivación económica) por valor de unos 2.000 millones de euros al año.

España necesita modificar el modelo productivo, incentivar las inversiones en I+D y promover empresas fuertes y competitivas. El sector eólico cuenta con empresas líderes mundiales y con pequeñas y medianas empresas fuertes en toda la cadena de suministro.

El sector eólico es clave para cumplir los objetivos europeos de consumo de energía a través de fuentes renovables en 2020. Debe destacarse que todos los grandes países de nuestro entorno están apostando por la energía eólica.

Adicionalmente, el sector de la energía eólica en España es creador de riqueza y empleo. Tomando como referencia la información estadística publicada por la AEE<sup>4</sup>, el sector eólico da empleo a más de 20.000 personas en España. Es el motor de las comunidades rurales en las que se instala (creación de empleo, compras a proveedores locales, demanda de servicios).

España es el séptimo país del mundo en patentes eólicas: el sector invierte alrededor de 100 millones de euros al año en I+D.

La energía eólica aporta cada vez más al PIB (2.623 millones de euros) y a las exportaciones (unos 2.000 millones de euros).

Por otro lado, la eólica es una fuente de energía barata. La retribución de la eólica en España es de las más bajas de la Unión Europea. La eólica es la tecnología más competitiva del régimen especial (que no incluye sólo a las renovables, sino también a la cogeneración): es la que está más próxima a ser rentable sin incentivos. Baja los precios de la electricidad al desplazar tecnologías de combustión más caras en el mercado.

El bombeo y el vehículo eléctrico propiciarán un mejor y mayor uso de la energía eólica. Además, la eólica marina (offshore) permitirá aprovechar el viento que viene del mar. La energía eólica de media potencia y la minieólica empiezan a ser una realidad. La repotenciación (incremento de potencia de las instalaciones) implicaría una mejora del aprovechamiento del espacio, permitiría sacar mejor partido de emplazamientos buenos, mantendría el alto nivel tecnológico de los parques eólicos y disminuiría el impacto ambiental.

La energía eólica es una garantía de sostenibilidad ambiental, ya que no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología líder en evitar emisiones de CO<sub>2</sub>. Es la renovable que más contribuye a los objetivos de reducción de CO<sub>2</sub> asumidos por España en el marco de los compromisos internacionales. Cada kWh producido con energía eólica tiene 21 veces menos impacto medioambiental que el producido por el petróleo, 10 veces menos que el de la energía nuclear y 5 veces menos que el gas (datos de la AEE).

---

<sup>4</sup> AEE: Asociación Empresarial Eólica (<http://www.aeolica.org>)

La energía eólica es una historia de éxito en España. Históricamente, España ha tenido al inicio una regulación estable y una retribución predecible y suficiente. Aunque en la actualidad, las incertidumbres regulatorias están lastrando el crecimiento del sector eólico español, dispone de recurso eólico y ha hecho un esfuerzo en mejorar las infraestructuras eléctricas. Es uno de los primeros países del mundo en integración de la eólica en red. Cuenta con empresas pioneras y líderes mundiales en el sector eólico. El liderazgo se traslada a toda la cadena de fabricación. El sector tiene un fuerte entramado industrial y de I+D que permite las exportaciones. El desarrollo de la industria eólica en España es citado como ejemplo a nivel mundial.

A pesar del insignificante aumento de potencia en 2014 (27,48 MW), la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica en España en 2014, con una producción de 51.138 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20,4%. España es el cuarto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos y Alemania.



## **1.2. Hipótesis de partida y objetivos de la investigación**

El objetivo principal de la investigación queda recogido en el propio título de la tesis: *Estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España*.

La elaboración de la tesis se realiza mediante la aplicación de una metodología analítica que permita estudiar las estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España en el último decenio, y adicionalmente, teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se formula una propuesta relativa a futuras estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica.

No obstante, para alcanzar el objetivo principal de la tesis es preciso dar respuesta a otros objetivos que se indican más abajo.

La presencia de fuentes de energía tradicionales no renovables, altamente contaminantes y costosas dentro de la matriz energética actual, no aseguran una sostenibilidad de la misma. El aprovechamiento de la energía eólica se presenta como una alternativa para la diversificación de la matriz energética de España.

Sin embargo, para poder lograr el incremento de la participación de la energía eólica en la matriz energética nacional, es necesario determinar la situación del sector energético y el potencial eólico; de esta manera, se podrá realizar una propuesta estratégica para su desarrollo, la cual beneficiaría a sectores productivos tales como el sector agroindustrial, especialmente en regiones que presentan condiciones geográficas favorables para el desarrollo e implementación del recurso eólico.

### **1.2.1. Objetivos de la investigación**

Los objetivos de la investigación son: realizar un análisis de las estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España en el último decenio (en el que España ha ocupado una clara posición entre los líderes mundiales, tanto en desarrollo tecnológico como en producción energética), y formular una propuesta sobre las estrategias competitivas para los próximos años.

Se pretende identificar los elementos clave del sector energético en España relacionados con la generación de energías renovables y específicamente la energía

eólica, evaluarla respecto a energías convencionales, identificar sus ventajas y posición competitiva, así como establecer estrategias que permitan su desarrollo.

### **1.2.2. Preguntas de la investigación**

La presente investigación surge a partir de la búsqueda de respuestas a preguntas como:

- ¿Es necesaria una estrategia global que sustituya el uso de las fuentes de energía convencionales por energías renovables sostenibles para reducir las consecuencias del calentamiento global producido por las emisiones de gases de efecto invernadero?.
- ¿Cuáles son las ventajas competitivas de las energías renovables?.
- ¿Cuáles son las estrategias que pueden desarrollar las empresas del sector de la energía eólica en España para ser más competitivas?.
- ¿Cómo es la competencia entre las empresas del sector?.
- ¿Se puede incrementar la competitividad mediante la eficiencia tecnológica?.
- ¿Cuál ha sido la evolución de la rentabilidad de sus inversiones?.
- ¿Cuál ha sido la evolución de los costes de cada una de las diferentes tecnologías?.
- ¿Puede un cambio en los incentivos públicos a la inversión afectar a la competitividad del sector energético?.
- ¿Es posible implantar el autoconsumo energético?.

### **1.2.3. Importancia de la investigación**

Los actuales recursos energéticos de fuentes no renovables, líderes en el contexto mundial, llevan a las naciones a niveles de contaminación cada vez más dramáticos. En tal sentido, el desarrollo y uso de nuevas fuentes de energía no contaminantes representan un importante avance en la generación de recursos en armonía con el medio ambiente y por lo tanto, de carácter estratégico para el futuro global.

Los recursos energéticos tradicionales no tienen carácter de inagotables, por el contrario, las corrientes de investigación internacional se encuentran en permanente búsqueda de nuevos recursos. Por otro lado, el daño ocasionado al sistema ambiental por parte de las fuentes de energía tradicionales ha alcanzado niveles críticos, al punto de formar parte de las políticas de gobiernos e instituciones internacionales dedicadas al mantenimiento del equilibrio ecológico global.

España no es ajena a toda esta coyuntura, la cual se ve incrementada por el hecho de ser un país importador de hidrocarburos, además de estar experimentando el efecto del calentamiento global.

#### **1.2.4. Limitaciones y alcance de la investigación**

Existen ciertas limitaciones del presente estudio, ya que la información existente sobre la materia se encuentra diseminada en distintas instituciones y entidades, tanto públicas como privadas, y en algunos casos los datos publicados incorporan las opiniones de los diferentes agentes intervinientes en el sector. En la investigación se tratará de incorporar los datos de una forma objetiva.

Los sucesivos cambios normativos en materia de energías renovables (véase Apéndice A. Marco normativo), tanto a nivel estatal como autonómico, requieren de una constante revisión de los proyectos de inversión en energías renovables, condicionado incluso por los cambios normativos aprobados en España con carácter retroactivo, que están siendo objeto de numerosos recursos por las empresas y agentes del sector, que además han provocado inseguridad jurídica y un parón en el desarrollo del sector.

Respecto al alcance, la presente tesis tiene un enfoque analítico que se inicia con una fase exploratoria de recopilación de información y datos para tener un panorama más amplio del tema. A continuación tiene un alcance descriptivo en el que el procesamiento y análisis de la información y datos recopilados establecen el estado de la situación actual concluyendo con la propuesta de estrategias competitivas que permitan el desarrollo de la energía eólica en España.

El alcance de la investigación se limita al análisis de la situación actual y a establecer una propuesta de estrategias competitivas para el desarrollo de las empresas del sector de la energía eólica en España.

### **1.3. Metodología de la investigación**

La elaboración de la tesis se realiza mediante la aplicación de una metodología analítica que permite estudiar las estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España en el último decenio, en concreto y entre otras cuestiones, la competencia, la eficiencia tecnológica, la rentabilidad de las inversiones, los costes, los incentivos, la posibilidad de alcanzar la paridad de red y la implantación del autoconsumo, y adicionalmente, teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se formula una propuesta relativa a futuras estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica.

Con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados en la presente investigación, se describen las herramientas que se consideran relevantes para el análisis, diagnóstico y propuesta de estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España.

#### **1.3.1. Importancia de la formulación de la estrategia empresarial**

Previamente al análisis se inicia con una introducción con la importancia de la formulación de la estrategia empresarial, destacando las opiniones y definiciones de diversos expertos en estrategia.

#### **1.3.2. Competitividad de las naciones**

Los defensores de los marcos de apoyo al desarrollo de las energías renovables recurren con frecuencia al argumento de que han generado ventajas de mover primero de índole macroeconómica en los países pioneros. El establecimiento de unas condiciones favorables en el mercado doméstico supone costes que se verían más que compensados, entre otros retornos, por la consolidación de actividades empresariales innovadoras con capacidad de exportación hacia países seguidores (Beise y Rennings, 2005).

Las industrias eólicas de Dinamarca, Alemania y España son los casos más citados para ilustrar esta línea argumental (Lewis y Wiser, 2007). Es más, Brandt y Svendsen (2004, 2006) apuntan que las naciones que ostentan una ventaja por haber movido primero tendrán un fuerte incentivo a ejercer un mayor activismo medioambiental en las instituciones y acuerdos internacionales que pueden provocar una reducción del punto

de cambio tecnológico, forzando la internalización de los costes en las energías convencionales o subsidiando a las energías renovables.

Ahora bien, todo este debate de política económica parece olvidar que la posible ventaja de mover primero es en realidad un complejo asunto de estrategia empresarial, muy distinto a la mera búsqueda de rentas derivadas de un marco regulatorio protector. Esto es, las condiciones favorables de la demanda doméstica serán, como mucho, un requisito necesario pero nunca suficiente para el surgimiento de empresas pioneras que alcancen una sólida posición en los mercados internacionales (Porter, 1990). Una ventaja competitiva sostenible se basa, en última instancia, en el control de recursos y el desarrollo de capacidades superiores y difíciles de imitar, pudiendo ser el factor tiempo y la anticipación elementos clave para el éxito.

De acuerdo con Michael Porter (1990), existen cuatro factores determinantes que permiten establecer la competitividad de las naciones; es decir, el entorno en que han de competir las empresas locales y que fomentan o entorpecen la creación de ventajas competitivas. Los factores son: la dotación del país, las condiciones de demanda, los sectores afines y de apoyo, así como la estrategia, estructura y rivalidad de la empresa.

La dotación del país se refiere a la cantidad y calidad de los factores productivos básicos (fuerza de trabajo, recursos naturales, capital e infraestructura), así como las habilidades, conocimientos y tecnologías especializados que determinan su capacidad para generar y asimilar innovaciones.

Las condiciones de la demanda analizan la naturaleza de la demanda interna en relación con la oferta del aparato productivo nacional; en particular, es relevante la presencia de demandantes exigentes que presionan a los oferentes con sus demandas de artículos innovadores y que se anticipen a sus necesidades.

En cuanto a los sectores afines y de apoyo éstos determinan la existencia de una estructura productiva conformada por empresas de distintos tamaños, pero eficientes en escala internacional, relacionadas horizontal y verticalmente, que alientan la competitividad mediante una oferta interna especializada de insumos, tecnologías y habilidades para sustentar un proceso de innovación generalizable a lo largo de cadenas productivas.

Finalmente, la estrategia, estructura y rivalidad de la empresa contemplan las condiciones vigentes respecto a cómo se crean, organizan y gestionan las compañías, así como la naturaleza de la rivalidad doméstica. También analiza las condiciones prevalecientes en el país en materia de creación, organización y manejo de las empresas, así como de competencia, principalmente si está alimentada o inhibida por las regulaciones y las actitudes culturales frente a la innovación, la ganancia y el riesgo.

Bueno y Morcillo (1993) proponen otro método, basado en las dimensiones y factores de competitividad, para analizar la ventaja competitiva nacional. Las dimensiones de competitividad se refieren a la existencia de factores externos comunes a todas las empresas del país como el cambio de moneda, el diferencial de inflación, la productividad comparada, los costos laborales, energéticos, etc. y; factores internos, los cuales dependen de la propia empresa y de su entorno particular.

Los factores de competitividad consideran aspectos cualitativos o intangibles: externos (apertura exterior, sistema de ciencia y tecnología, nivel de competencia industrial, cultura empresarial) e internos (internacionalización, innovación, actitud estratégica, estilo de dirección, calidad total, diseño industrial) y cuantitativos o tangibles: externos (variación del PIB, variación de la inflación, costes laborales, cambio de divisas) e internos (tamaño, crecimiento, productividad, rentabilidad).

### **1.3.3. Análisis Estratégico**

El análisis estratégico, es considerado como el punto inicial del proceso y consiste en el trabajo previo que debe ser realizado con el fin de formular e implantar eficazmente las estrategias. Para ello, es necesario realizar un completo análisis externo e interno que constaría de los siguientes procesos:

- Analizar los propósitos y los objetivos estratégicos. La visión, misión y objetivos estratégicos de una empresa forman una jerarquía de metas que se alinean desde amplias declaraciones de intenciones y fundamentos para la ventaja competitiva hasta específicos y mensurables objetivos estratégicos.
- Analizar el entorno. Es necesario vigilar y examinar el entorno así como analizar a los competidores. Dicha información es crítica para determinar las oportunidades y amenazas en el entorno.

- El entorno general, que consta de varios elementos en los ámbitos político, económico, social, tecnológico, ecológico y legal; ámbitos en los que se producen tendencias y eventos clave, con un impacto potencial en la empresa o sector (Análisis P.E.S.T.E.L.)<sup>5</sup>.
- El entorno sectorial o entorno competitivo, que se encuentra más cercano a la empresa y que está compuesto por los competidores y otras organizaciones que pueden amenazar el éxito de los productos y servicios de la empresa (Análisis de las cinco fuerzas de Porter).
- Análisis interno. Dicho análisis ayuda a identificar tanto las fortalezas como las debilidades que pueden, en parte, determinar el éxito de una empresa en un sector (Análisis DAFO)<sup>6</sup>. Es una metodología de estudio de la situación de una empresa o sector, que analiza sus características internas (Debilidades y Fortalezas) y su situación externa (Amenazas y Oportunidades).
- Analizar las fortalezas y relaciones entre las actividades que comprenden la cadena de valor de una empresa constituye un medio de descubrir fuentes potenciales de ventaja competitiva para la empresa (Análisis de la cadena de valor).

### **1.3.3.1. Propósitos y objetivos estratégicos**

#### ***A) Formulación de la visión***

La visión busca responder a la pregunta: ¿qué quiere llegar a ser el sector de la energía eólica en España?. La visión que se propondrá para el sector de la energía eólica buscará desarrollar una idea clara de a dónde quiere ir en el futuro y por qué.

---

<sup>5</sup> En 1986, tras la publicación de un ensayo sobre marketing titulado *Análisis macro-ambiental en gestión estratégica*, los teóricos Liam Fahey y V.K. Narayanan fueron los precursores de un nuevo método de análisis empresarial que con el paso de los años se convertiría en uno de los más empleados: la herramienta de análisis P.E.S.T.E.L. (abreviatura de factores Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales).

<sup>6</sup> El análisis DAFO (SWOT en inglés: Strengths, Weaknesses, Opportunities y Threats) surgió de la investigación conducida por el Standford Research Institute entre 1960 y 1970 (SRI International). Sus orígenes nacen de la necesidad de descubrir por qué falla la planificación corporativa. La investigación fue financiada por las empresas del Fortune 500, para averiguar qué se podía hacer ante esos fracasos. El equipo investigador estaba formado por Albert Humphrey, Robert Stewart, Marion Doshier, Dr Otis Benepe y Birgir Lie.



Con este fin, deberá ser simple, clara y comprensible; ser ambiciosa, convincente y realista; definir horizonte de tiempo, permitir cambios; proyectar a la organización al futuro; proyectar alcance geográfico; ser conocida por todos y; crear un sentido de urgencia (David, 2013).

### ***B) Formulación de la misión***

La declaración de la misión consistirá en responder a la pregunta: ¿cuál es el negocio?. Por tanto, definir cuál es el propósito del sector de la energía eólica, la manera en la que se va a diferenciar de las demás industrias energéticas renovables, definiendo a largo plazo lo que quiere ser y a quién quiere servir, teniendo en cuenta la competencia y la ventaja competitiva del sector.

Para esto deberán definirse claramente los clientes, productos y mercados. Su efectividad dependerá de que sea lo suficientemente amplia, que permita un crecimiento competitivo y que sea clara para que pueda ser entendida.

Por último, deberá servir de marco para evaluar las actividades del sector (David, 2013).

### ***C) Objetivos a largo plazo***

Los objetivos a largo plazo representan los resultados que se esperan del seguimiento de ciertas estrategias que se propongan.

Establecer objetivos requiere un criterio para medir el cumplimiento de los mismos. Si un objetivo pierde especificidad o mensurabilidad, no es útil, simplemente porque no hay manera de determinar si está ayudando a la organización a avanzar hacia la misión y visión organizativa.

Para que los objetivos tengan sentido necesitan satisfacer varios criterios:

- **Mensurables.** Debe haber al menos un indicador o criterio que mida el progreso hacia el cumplimiento del objetivo.
- **Específicos.** Esto proporciona un claro mensaje en cuanto a qué necesita ser realizado.

- Apropriados. Debe ser consistente con la visión y misión de la organización.
- Realistas. Debe ser un objetivo alcanzable dadas las capacidades de la organización y las oportunidades del entorno. En esencia, debe ser desafiante y factible.
- Oportuno. Requiere tener un plazo de tiempo para el cumplimiento del objetivo.

Estos objetivos, junto con aquellos que son aún más específicos (objetivos a corto plazo, componentes esenciales de los planes de acción), son críticos en la implantación de la estrategia elegida por el sector eólico, por ello serán definidos de forma específica.

El marco de tiempo de los objetivos y las estrategias deberá ser congruente con los tiempos necesarios para el desarrollo del sector.

#### ***D) Implementación***

La formulación eficaz de la estrategia no garantiza por completo la implementación exitosa de la estrategia. Aunque son dependientes entre si, la formulación y la implementación de la estrategia tienen características diferentes. En otras palabras, la implementación de la estrategia significa cambio. La implementación con éxito de la estrategia requiere el apoyo, así como la disciplina y el trabajo arduo de los empleados y directivos motivados.

La formulación de estrategias eficaces no es suficiente porque los directivos y empleados deben estar motivados para implementar dichas estrategias. Entre los aspectos de la dirección que se consideran fundamentales para la implementación de la estrategia están la relación de la estructura corporativa con la estrategia, la vinculación del desempeño y la remuneración con las estrategias, el fomento de un ambiente corporativo que favorezca el cambio, el manejo de las relaciones políticas, la creación de una cultura organizacional que apoye la estrategia, la adaptación de los procesos de producción y operaciones, así como el manejo del factor humano. Otros aspectos relacionados con la gerencia podrían ser de importancia similar para la implementación exitosa de la estrategia, dependiendo del tamaño y tipo de la empresa (David, 2013).

La implementación de la estrategia afecta a una empresa desde los niveles más altos hasta los más bajos, es decir, afecta todas las áreas funcionales y de división de la empresa. El establecimiento de objetivos anuales es una actividad descentralizada que involucra de una manera directa a todos los gerentes de una empresa. La participación activa en el establecimiento de objetivos anuales conduce a la aceptación y al compromiso.

Los objetivos anuales son importantes para la implementación de la estrategia porque:

- a) Representan la base para la distribución de los recursos.
- b) Constituyen un mecanismo básico para evaluar a los gerentes.
- c) Son el instrumento principal para la supervisión del progreso hacia el logro de objetivos de largo plazo.
- d) Establecen prioridades corporativas, de división y departamentales.

Los objetivos establecidos y comunicados con claridad son vitales para el éxito de las empresas de todo tipo y tamaño. Los objetivos anuales, establecidos en términos de rentabilidad, crecimiento y participación en el mercado de acuerdo con el segmento de negocios, el área geográfica, los grupos de clientes y el producto, son comunes en las empresas. Los cambios en la dirección estratégica de una empresa no ocurren en forma automática, sino que diariamente se requieren políticas para hacer que la estrategia funcione. Las políticas facilitan la solución de problemas recurrentes y guían la implementación de la estrategia.

De manera general, la política se refiere a directrices específicas, métodos, procedimientos, reglas, formas y prácticas administrativas establecidas para apoyar y fomentar el trabajo hacia las metas establecidas. Las políticas son instrumentos para la implementación de la estrategia, establecen las fronteras y los límites de los tipos de acciones administrativas que se llevan a cabo para recompensar y sancionar el comportamiento, y definen lo que se puede y no se puede hacer al tratar de lograr los objetivos de una empresa.

La distribución de recursos es una actividad fundamental de la dirección estratégica de la empresa que permite la ejecución de la estrategia. En las empresas que no utilizan un enfoque de dirección estratégica para la toma de decisiones, la distribución de recursos se basa a menudo en factores políticos o personales.

La dirección estratégica permite que los recursos se distribuyan de acuerdo a las prioridades establecidas por los objetivos anuales.

Todas las empresas tienen por lo menos cuatro tipos de recursos que se utilizan para lograr los objetivos deseados: recursos financieros, recursos físicos, factor humano y recursos tecnológicos.

Diversos factores dificultan la distribución eficaz de los recursos, incluyendo la sobreprotección de los recursos, el énfasis en los criterios financieros a corto plazo, las políticas corporativas, objetivos de estrategias vagos, la renuncia a enfrentar riesgos y la falta de conocimientos suficientes (David, 2013).

### **1.3.3.2. Análisis del entorno general (Análisis P.E.S.T.E.L.)**

Las estrategias no deben surgir de la nada, deben responder al entorno del negocio, de ahí la importancia de realizar un análisis de la situación actual del entorno general de la sociedad.

Pronosticar, explorar y vigilar el entorno es muy importante para detectar tendencias y acontecimientos clave del pasado, presente y futuro de la sociedad.

El éxito o supervivencia de la sociedad se debe en numerosas ocasiones a la capacidad que desarrolla la misma para predecir los cambios que se van a producir en su entorno.

La metodología empleada para revisar el entorno general es el Análisis P.E.S.T.E.L., que consiste en examinar el impacto de aquellos factores externos que están fuera del control de la empresa, pero que pueden afectar a su desarrollo futuro.

En el Análisis P.E.S.T.E.L. definiremos seis ámbitos o factores clave que pueden tener una influencia directa sobre la evolución del negocio. El siguiente esquema (véase Tabla 1) sintetiza dichos factores:

**Tabla 1. Esquema del Análisis P.E.S.T.E.L.**

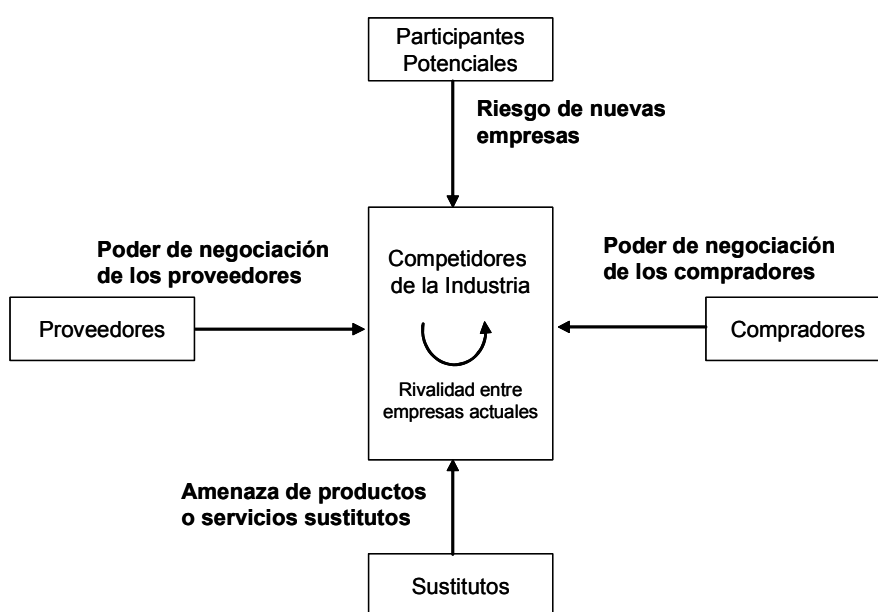
Políticos	Económicos	Sociales	Tecnológicos	Ecológicos	Legales
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Políticas del Gobierno</li> <li>• Incentivos públicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PIB/Ciclo económico</li> <li>• Demanda</li> <li>• Empleo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Población</li> <li>• Riqueza</li> <li>• Cultura</li> <li>• Tendencias</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Innovaciones y patentes</li> <li>• Apoyo a las inversiones en I+D</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulaciones ambientales</li> <li>• Impacto de la sociedad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Legislación</li> <li>• Sectores regulados</li> </ul>

Fuente: Fahey y Narayanan (1986)

### 1.3.3.3. La estructura del sector industrial (Análisis de las cinco fuerzas de Porter)

Se utilizará el modelo de Porter (1985) con el propósito de determinar las ventajas competitivas y plantear estrategias para el desarrollo de la energía eólica en España. Se iniciará el análisis con la descripción de la situación actual del sector (estructura competitiva) por medio de cinco fuerzas competitivas que actúan y hacen que el sector sea como es, determinando las reglas de la competencia (véase Figura 1).

**Figura 1. Las cinco fuerzas competitivas que impulsan la competencia en la industria.**



Fuente: Porter (1985)

El modelo de las cinco fuerzas de Porter (1985) nos permite evaluar cómo mejorar la posición competitiva del sector eólico con respecto a cada una de las cinco fuerzas. Para especificar qué es lo que determina el análisis de cada una de las cinco fuerzas de Porter, éstas se explican a continuación.

***Primera fuerza: la amenaza de ingreso de nuevos entrantes. Barreras de entrada.***

La amenaza de nuevos entrantes hace referencia a la posibilidad de que los beneficios de las empresas establecidas en un sector puedan descender debido a la entrada de nuevos competidores. El alcance de la amenaza depende de las barreras de entrada existentes, de la posibilidad de crear nuevas barreras de entrada y de la acción combinada de los competidores actuales. Con este análisis lo que se pretende es determinar los condicionantes que afectan a una empresa que quiera entrar en el sector donde opera la sociedad.

Si las barreras de entrada son altas y/o el nuevo entrante puede anticipar una dura revancha de los competidores existentes, la amenaza de entrada será baja. Estas circunstancias desalientan a nuevos competidores. Existen seis fuentes principales de barreras de entrada:

- Economías de escala. Las economías de escala se refieren a la posible reducción de los costes de producción cuando aumenta la escala de producción, es decir, el número de unidades producidas. El coste de una unidad de producto desciende cuando se incrementa el volumen total de producción posible en un determinado período de tiempo. Esto disuade la entrada, ya que obliga al entrante a introducirse produciendo a gran escala, arriesgándose a una fuerte reacción por parte de las empresas existentes o si no, a introducirse a pequeña escala, aceptando entonces una desventaja en costes. Ambas son opciones indeseables.
- Diferenciación del producto. Cuando los competidores existentes se benefician de una fuerte imagen de marca y de la fidelidad de los clientes, la diferenciación crea una barrera de entrada, al forzar a los entrantes a gastar mucho para vencer la lealtad de los consumidores.

- Necesidades de capital. La necesidad de invertir muchos recursos financieros para competir crea una barrera de entrada, especialmente si el capital es requerido para publicidad o investigación y desarrollo (I+D), arriesgada o no recuperable.
- Costes de cambio de proveedor. Esta barrera se crea si existen costes adicionales que deben asumir los compradores al cambiar de un proveedor de productos o servicios a otro.
- Acceso a los canales de distribución. La necesidad por parte de un nuevo entrante de asegurar la distribución de su producto puede crear una barrera de entrada.
- Desventajas en costes independientes de la escala. Algunos competidores actuales pueden poseer ventajas que son independientes del tamaño o las economías de escala. Esto puede ocurrir por las siguientes razones: la propiedad del producto, el acceso favorable a las materias primas, el subsidio del Gobierno y las políticas gubernamentales favorables.

En un entorno en el cual pocas, o ninguna, de estas barreras de entrada se encuentran presentes, la amenaza de nuevos entrantes será alta. Por ejemplo, si una nueva empresa puede lanzar su negocio realizando una escasa inversión de capital y puede operar eficientemente a pesar de su pequeña escala de producción, es probable que sea una amenaza probable.

### ***Segunda fuerza: la presión de los productos sustitutos***

La capacidad de un producto para sustituir a otro depende de la relación entre el binomio prestaciones/precio de ambos. Por este motivo, la amenaza de los productos sustitutos obliga a las empresas del sector a cuidar los precios de su producto o a intentar diferenciarlo. Por una u otra vía, los productos sustitutos limitan el rendimiento del sector. Las empresas del sector pueden protegerse modificando la imagen del producto por medio de las variables del marketing, mejorando las prestaciones del producto en calidad o diseño, reduciendo costes o dificultando la sustitución por medio de costes cambiantes.

Dentro de un sector no sólo tiene relevancia la actuación de los elementos actuales, sino que la posible sustitución de los mismos por otros de características más o menos parecidas producidos en otros sectores puede cambiar el devenir del mismo sector en un plazo muy corto de tiempo.

Todas las empresas de un sector compiten con otros sectores que producen productos y servicios sustitutos. Los productos y servicios sustitutos limitan el beneficio potencial de un sector al establecer un tope en los precios que las empresas de ese sector pueden cargar provechosamente, y cuanto más atractiva sea la relación calidad/precio de los productos sustitutos, más bajo será el tope de la rentabilidad del sector.

Identificar productos sustitutos implica buscar otros productos o servicios que puedan desempeñar la misma función que la oferta del sector. Para ello, es necesario estar atento a las tendencias del mercado y prever lo mejor posible los cambios que puedan acontecer.

### ***Tercera fuerza: la rivalidad dentro del sector***

Las empresas del sector no están aisladas como en los supuestos de la competencia perfecta, donde hay competencia pero no rivalidad, sino que existen relaciones de cooperación, de dependencia y de competitividad. En este último caso, una empresa decide emprender acciones que mejoren su situación a costa de otras empresas. Cuando un competidor ve amenazada su posición en el mercado o nota la posibilidad de mejorarla, aparece la actitud hostil, materializada en campañas publicitarias, innovación, mejora en el servicio, ofertas (competencia en precios), etc. La intensidad de esta competencia depende de la estructura del sector (y además, tiene posibilidad de modificarla).

La rivalidad entre competidores actuales se detecta por la existencia de maniobras competitivas para hacerse con una posición. Las empresas usan tácticas como las guerras de precios, las guerras publicitarias, los lanzamientos de productos o el incremento de servicios y garantías para los consumidores. La rivalidad se da cuando los competidores sienten la presión o actúan con arreglo a una oportunidad para mejorar su posición. La intensidad de la rivalidad que hay entre los diferentes competidores condiciona en gran medida la salud de la que goza un sector y claramente lo hace



atractivo o no según el caso, es por ello por lo que hay que intentar descubrir los aspectos importantes de la competencia que exista en el sector.

La rivalidad entre los competidores es mayor cuando se dan las siguientes condiciones:

- Existe un gran número de competidores de tamaño similar en el mercado. Cuando se trata de un sector donde hay muchas empresas, en este entorno la inestabilidad surge de la batalla entre empresas que poseen recursos para mantener la lucha. Las empresas que compiten en el mercado utilizan hoy fundamentalmente el precio, la calidad del servicio y la imagen para incrementar su cuota de mercado.
- Los competidores ofrecen un producto similar poco diferenciado. Cuando los compradores no aprecian la diferenciación de los productos del mercado, la competencia se hará en base a precio y, por lo tanto, será mayor.
- La competencia en el sector es desleal y existen grandes presiones que ejercen los competidores para ganar cuota de mercado.
- Las barreras de salida existentes condicionan a la permanencia en el sector de empresas que no obtienen la rentabilidad esperada.
- Se trata de un sector que atraviesa en el ciclo económico del producto la etapa de madurez caracterizada por un exceso de capacidad productiva en el mercado, lo que conduce a fuertes guerras de precios entre los competidores.

Uno de los análisis que podemos realizar para medir el grado de rivalidad de los competidores es el análisis de grupos estratégicos. En un determinado sector, pueden existir muchas empresas con diferentes intereses y que compiten sobre bases distintas. El objetivo es diseccionar al máximo el sector para poder distinguir el comportamiento estratégico de cada una de las empresas que lo componen, con la finalidad de poder agrupar a las compañías que tengan una conducta parecida. Un grupo estratégico consiste en aquellas empresas rivales que tienen enfoques y posiciones competitivas similares en el mercado.

El análisis de grupos estratégicos pretende identificar las organizaciones que tienen características estratégicas análogas, que siguen estrategias parecidas o compiten sobre bases similares. El propósito es definir qué características resultan más distintivas en un grupo de organizaciones.

Las utilidades de los grupos estratégicos como herramienta analítica son las siguientes:

- Las agrupaciones estratégicas ayudan a una empresa a identificar las barreras de entrada que protegen a un grupo del ataque de otros grupos. Las barreras de movilidad son factores que impiden a las empresas cambiar de una posición estratégica a otra.
- Las agrupaciones estratégicas ayudan a una empresa a identificar grupos cuya posición competitiva puede ser marginal o imprecisa. De modo que puede anticiparse que estos competidores son firmes candidatos a abandonar el sector, o intentar entrar en otro grupo.
- Las agrupaciones estratégicas ayudan a dibujar en un mapa el rumbo de las estrategias de las empresas. La representación apunta, partiendo de cada grupo estratégico, la dirección en la cual el grupo parece estar moviéndose. Si todos los grupos estratégicos se mueven en una dirección similar, esto podría indicar un alto grado de volatilidad y de intensidad en la competencia.
- Los grupos estratégicos son útiles para pensar en las implicaciones de cada tendencia del sector en cada grupo estratégico.

#### ***Cuarta fuerza: el poder negociador de compradores***

Los clientes amenazan a un sector forzando a la baja los precios, negociando por mayores niveles de calidad y más servicios, fomentando de este modo la rivalidad entre los competidores. Este comportamiento por parte de los clientes reduce la rentabilidad del sector. El poder de cada uno de estos grandes grupos de compradores depende de las características de la situación del mercado y de la importancia de las compras de ese grupo comparadas con el negocio total del sector. Un grupo de compradores tiene poder cuando se dan las siguientes condiciones:

- El grupo de clientes se encuentra concentrado o su compra supone un gran volumen de las ventas del vendedor. Si un alto porcentaje de las ventas del proveedor es adquirido por un único comprador, la importancia del negocio del comprador para el proveedor se incrementa. Los compradores de grandes volúmenes tienen incluso mayor poder en los sectores con altos costes fijos.
- Los productos que compra el cliente son estándares o indiferenciados. La falta de incertidumbre de encontrar un proveedor alternativo permite a los compradores crear una presión hacia los competidores que tienen que enfrentarse los unos a los otros para acaparar una mayor cuota de mercado. Los compradores tienen incluso mayor poder en el caso de sectores que ofrecen productos genéricos.
- Los compradores tienen pocos costes de cambio. Los costes de cambio atan al comprador a un vendedor particular. En cambio, el poder del comprador se eleva si el vendedor se enfrenta a altos costes de cambio.
- Los compradores obtienen pocos beneficios. Unos beneficios reducidos crean presión para intentar rebajar los costes de compra. Por otro lado, los compradores que obtienen altos beneficios son generalmente menos sensibles al precio.
- Los compradores plantean una verdadera amenaza. Ocurre cuando existe una tendencia en el sector a la integración hacia atrás.
- Calidad del producto del comprador. Cuando la calidad del producto que ofrece el cliente está directamente relacionada con la calidad de sus proveedores, las presiones en el precio del producto suelen ser menores porque el cliente valora más la calidad.

#### ***Quinta fuerza: el poder negociador de proveedores***

Los proveedores pueden ejercer una notable influencia en un sector presionando en una subida del precio, en el tiempo de entrega o en la calidad de los productos, y de esta manera exprimir la rentabilidad de un sector. Por ello, es de vital importancia averiguar

qué papel juegan dentro del sector. Un grupo de proveedores tiene poder cuando se dan las siguientes condiciones:

- Existe un número reducido de proveedores o se encuentran concentrados en grandes grupos. Los proveedores, cuando son escasos o están unidos en asociaciones o consorcios, pueden fijar los precios con un mayor poder porque la oferta es limitada y está muy controlada por un determinado grupo de proveedores.
- Importancia del sector para el proveedor. Si para los proveedores, el sector en el que opera nuestra sociedad no es estratégico significa que no tienen excesiva dependencia de las ventas en el mismo y, por lo tanto, su poder de fijación de precios es mayor.
- Importancia del producto. Si el producto del proveedor es indispensable en la producción de nuestra sociedad, el poder del proveedor se incrementa, dado que la sociedad no puede producir en su ausencia.
- Diferenciación del producto. Si los proveedores compiten en base a la diferenciación del producto, aquellos proveedores que hayan logrado un producto de mayor calidad podrán ejercer más presión en el mercado a la hora de vender sus productos.
- Amenaza de los proveedores de integración hacia delante. Si la amenaza de integración hacia delante por parte de los proveedores es importante, éstos podrán ejercer una mayor presión en el mercado porque pueden acaparar cuota de mercado en detrimento de la de sus clientes.

#### **1.3.3.4. Matriz de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades (DAFO)**

El Análisis DAFO resume los aspectos clave de un análisis del entorno de una actividad empresarial (perspectiva externa) y de la capacidad estratégica de una organización (perspectiva interna). Los objetivos que se persiguen con este análisis DAFO son convertir las debilidades en fortalezas y las amenazas en oportunidades.

Es un instrumento de ajuste importante que permitirá visualizar las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades de una empresa o sector empresarial. En la tesis

aplico la matriz al sector de la energía eólica, facilitando la propuesta de estrategias para su desarrollo.

El principal objetivo de aplicar la Matriz DAFO, es ofrecer un claro diagnóstico para poder tomar las decisiones estratégicas oportunas y mejorar en el futuro. Esta metodología de carácter cualitativo, nos permitirá diferenciar cuáles son las particularidades propias –internas- del sector eólico español (debilidades y fortalezas), así como las situaciones que le viene dado –externas- a través del contexto en el que se enmarca este sistema (amenazas y oportunidades).

### ***Análisis Interno***

En el análisis interno se identifican los factores controlables claves, referidos a las debilidades y fortalezas.

- Debilidades: también llamadas puntos débiles, son aspectos que limitan o reducen la capacidad de desarrollo efectivo de la estrategia de la organización, constituyen una amenaza para la organización y deben, por tanto, ser controladas y superadas.
- Fortalezas: también denominadas puntos fuertes, son capacidades, recursos, posiciones alcanzadas y, consecuentemente, ventajas competitivas que deben y pueden servir para explotar oportunidades.

### ***Análisis Externo***

En el análisis externo se identifican los factores no controlables claves, referidos a las amenazas y oportunidades.

- Amenazas: se definen como toda fuerza del entorno que puede impedir la implantación de una estrategia, o bien reducir su efectividad, o incrementar los riesgos de la misma, o los recursos que se requieren para su implantación, o bien reducir los ingresos esperados o su rentabilidad.
- Oportunidades: son todo aquello que pueda suponer una ventaja competitiva para la organización, o bien representar una posibilidad para mejorar la rentabilidad de la misma o aumentar la cifra de sus negocios.

### 1.3.3.5. Cadena de valor

La metodología del Análisis de la Cadena de Valor propuesta por Porter (1985) contempla la empresa como una sucesión de actividades que van añadiendo valor al producto o servicio que la compañía va generando y que finalmente su cliente (consumidor o empresa) le comprará.

En términos competitivos, el valor es la cantidad que los compradores están dispuestos a pagar por lo que una empresa les proporciona. El valor se mide por los ingresos totales, que reflejan el precio de los pedidos de productos de la empresa y de la cantidad que vende. Una empresa es rentable mientras el valor que recibe excede los costes totales involucrados en la creación de su propio producto o servicio.

Porter (1985) definió dos categorías diferentes de actividades. En primer lugar, las actividades primarias (logística de entrada o interna, operaciones o producción, logística de salida o externa, marketing y ventas, y servicios post ventas) contribuyen a la creación física del producto o servicio, su venta y transferencia a los compradores y sus servicios posventa. En segundo lugar, las actividades de apoyo (compras, desarrollo tecnológico, gestión de recursos humanos e infraestructuras de la empresa) añaden valor por sí solas o añaden valor a través de importantes relaciones tanto con actividades primarias como con otras de apoyo.

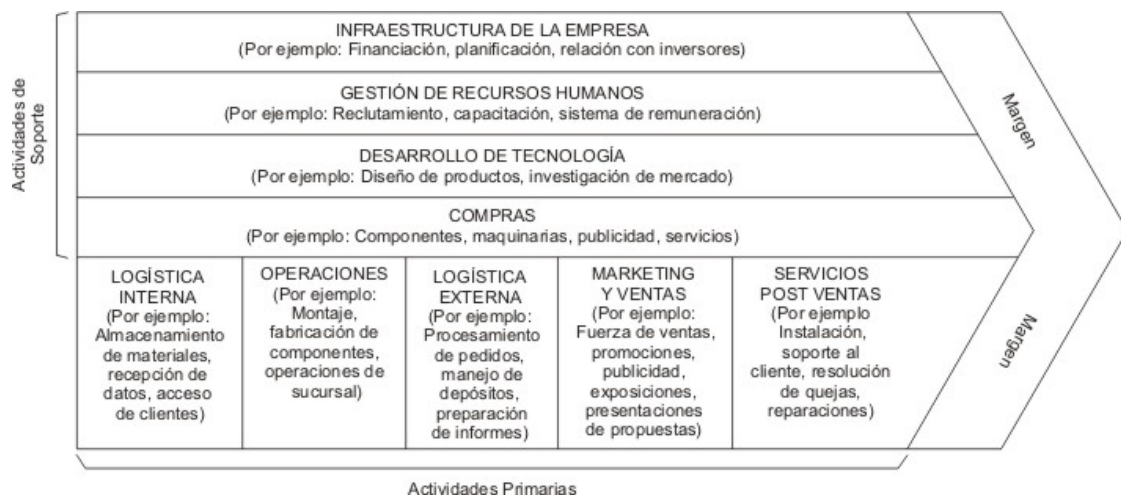
La cadena de valor genérica de Porter (véase Figura 2) se utilizará para realizar el análisis de la actividad del sector energético de acuerdo a sus partes constitutivas, con la finalidad de identificar fuentes de ventajas competitivas en aquellas actividades generadoras de valor. En esta investigación se buscará identificar las actividades para el sector de la energía eólica.

Las **actividades primarias** son aquellas que tienen que ver con:

- *Logística de entrada o interna*: que incluye recepción, almacenamiento, control de inventario, planeamiento del transporte.
- *Operaciones o producción*: que comprende e incluye maquinaria, empaquetado, ensamblaje, mantenimiento del equipo, pruebas y el resto de actividades creadoras de valor que transforman la materia prima en el producto final.

- *Logística de salida o externa:* es decir, las actividades requeridas para conseguir que el producto final llegue a los clientes tales como almacenamiento, atención de pedidos, transporte, gestión de la distribución.
- *Marketing y ventas:* actividades asociadas a conseguir compradores que adquieran el producto, incluyendo: selección de canal de distribución, publicidad, promoción de ventas, asignación de precios, gestión de ventas minoristas, etc.
- *Servicios post ventas:* las que mantienen y realzan el valor del producto (incluyendo: soporte del cliente, servicios de reparación, instalación, entrenamiento, gestión de repuestos, actualizaciones, etc.).

**Figura 2. Cadena de valor genérica de Porter**



Fuente: Porter (1985)

Las *actividades de soporte* a las actividades primarias consideran las de:

- *Compras:* consecución de las materias primas, mantenimiento, piezas de repuesto, construcciones, maquinaria, etc.
- *Desarrollo de tecnología:* investigación y desarrollo, automatización de procesos, diseño, rediseños, etc.
- *Gestión de recursos humanos:* asociadas al reclutamiento, desarrollo, retención y remuneración de empleados y de gerentes.

- *Infraestructura de la empresa:* incluye las gerencias general, planeamiento, finanzas, contabilidad, asuntos públicos, calidad, etc.

El margen es la diferencia entre el valor total y los costes totales incurridos por la empresa para desempeñar las actividades generadoras de valor. Una vez que se haya definido la cadena de valor, un análisis de costes puede realizarse asignando costes a las actividades de la cadena de valor.

Cada sector tiene unas características peculiares que lo diferencian de otros sectores productivos. Por eso deberemos diseñar nuestra propia cadena de valor a partir del modelo de Porter (1985).

Según la empresa para la que analicemos la cadena de valor, tendrán más importancia unos procesos u otros. Lo más importante es determinar cuáles son las actividades primarias y las actividades de apoyo, y de entre ellas seleccionar aquellas que cumplan los siguientes requisitos:

- Estratégicas para la sociedad, es decir, aquellas que supongan una ventaja competitiva para la sociedad.
- Clave para la sociedad, porque sin ellas no existiría el negocio. Que sean imprescindibles no quiere decir que sean estratégicas, se diferencian de las primeras en que no confieren una ventaja competitiva a la sociedad y una diferenciación con respecto al resto de sus competidores.
- Mejorables. La sociedad debe conocer los puntos débiles de la cadena de valor para hacer una mayor incidencia en su mejora.

#### **1.3.4. Elección de Estrategias**

Siguiendo a José María Sainz de Vicuña (2003) el alcance de las decisiones estratégicas de cualquier empresa pasa por un proceso a realizar en cinco fases:

1. La definición del negocio, que significa concretar al menos los siguientes aspectos: qué tipo de necesidades van a ser satisfechas (funciones del producto o servicio); qué segmentos de consumidores van a ser atendidos por la empresa (segmentos y áreas geográficas); y con qué tecnologías van a ser



realizados los productos o servicios. Todo ello comparado con nuestros competidores.

2. Una vez hecha la definición del negocio, las estrategias de cartera deben concretar todas las actividades o unidades de negocio que la empresa quiere abordar.
3. A continuación, se deberá definir la estrategia competitiva a seguir dentro de cada negocio, siendo las estrategias genéricas identificadas por Porter (1985) de tres tipos: liderazgo en costes, diferenciación y enfoque o concentración en un segmento o nicho del mercado.
4. Las estrategias de crecimiento definen las pautas de actuación para cuando la empresa se ha marcado objetivos de crecimiento. Concretamente definen si la empresa debe crecer mediante desarrollo interno o mediante desarrollo externo (alianzas, fusiones, absorciones, etc.).
5. Las estrategias operativas o funcionales deben establecer los planes de acción de cada una de las áreas o departamentos de la empresa.

Existen estrategias en los distintos niveles de una organización:

1. La estrategia corporativa está relacionada con el objetivo y alcance global de la organización para satisfacer las expectativas de los propietarios o principales stakeholders, y añadir valor a las distintas partes (a menudo negocios individuales) de la empresa. La definición de los tipos de negocios, la cobertura geográfica, la tipología de productos o servicios a ofertar se incluyen en el nivel corporativo de la estrategia.
2. La estrategia competitiva se refiere a cómo competir con éxito en un determinado mercado; se trata de saber cómo aventajar a los competidores, qué nuevas oportunidades pueden identificarse o crearse en los mercados, qué productos o servicios deben desarrollarse en cada mercado, y el grado en que éstos satisfacen las necesidades de los consumidores.

3. La estrategia funcional u operativa se ocupa de cómo los distintos componentes de la organización, en términos de recursos, procesos, personas y sus habilidades, hacen efectiva la estrategia corporativa y competitiva.

#### **1.3.4.1. Estrategias Corporativas**

En un Plan Estratégico, las estrategias corporativas deberán incidir en primera instancia sobre las actividades que deberá desarrollar la empresa, es decir, sobre la cartera de negocio de la empresa.

Para la definición de las estrategias corporativas contamos con diversas herramientas de trabajo, que pasamos a analizar a continuación:

- La Matriz de crecimiento-participación, conocida como Matriz de Boston Consulting Group o Matriz BCG (Henderson, 1973)<sup>7</sup> es una herramienta muy útil para analizar las operaciones de una empresa diversificada y verla como un portafolio de negocios.
- La Matriz de crecimiento de Ansoff (1957) es la herramienta más conocida para estudiar la estrategia de crecimiento de una empresa.

#### **A) Matriz de crecimiento-participación, Matriz BCG**

La Matriz BCG aporta un marco de referencia para categorizar los diferentes negocios de una empresa y determinar sus implicaciones en cuanto a asignación de recursos.

La Matriz de crecimiento-participación se basa en dos dimensiones principales:

- El índice de crecimiento de la industria, que indica la tasa de crecimiento anual del mercado de la industria a la que pertenece la empresa.
- La participación relativa en el mercado con relación a su competidor más importante. Se divide en alta y baja.

---

<sup>7</sup> La Matriz de crecimiento-participación, conocida como Matriz de Boston Consulting Group o Matriz BCG, es un método gráfico de análisis de cartera de negocios desarrollado por el Boston Consulting Group en la década de 1970 y publicada por el presidente de la citada consultora, Bruce D. Henderson en 1973. Se trata de una herramienta de análisis estratégico, específicamente de la planificación estratégica corporativa.

La matriz de crecimiento-participación pretende establecer dos aspectos:

- La posición competitiva dentro de la industria.
- El flujo neto de efectivo necesario para operar.

La Figura 3 representa la Matriz de crecimiento-participación. La matriz se divide en cuatro cuadrantes, la idea es que cada empresa ubicada en alguno de los cuadrantes tenga una posición diferente de fondos de flujos, una administración diferente para cada una de ellas y una posición de la empresa en cuanto a qué tratamiento debe darse a su portafolio.

**Figura 3. Matriz Crecimiento-Participación. Matriz BCG.**



Fuente: Henderson (1973)

Esta matriz realiza los esfuerzos en formular estrategias de las organizaciones multidivisionales, enfocando la posición de la participación del mercado y la tasa de crecimiento de la industria. Las estrategias se definen por la ubicación del producto en la industria como participación de mercado (signo de interrogación, estrella, vaca lechera o perro). Sus características son las siguientes:

***Estrellas:***

- Alta participación relativa en el mercado.
- Mercado de alto crecimiento.
- Consumidoras de grandes cantidades de efectivo para financiar el crecimiento.
- Beneficios significativos.

***Signos de interrogación:***

- Baja participación en el mercado.
- Mercados creciendo rápidamente.
- Demandan grandes cantidades de efectivo para financiar el crecimiento.
- Generadoras débiles de crecimiento.
- La empresa debe evaluar si sigue invirtiendo en este negocio.

***Vacas lecheras:***

- Alta participación en el mercado.
- Mercados de crecimiento lento.
- Generan más efectivo del que necesitan para su crecimiento en el mercado.
- Pueden usarse para crear o desarrollar otros negocios.
- Márgenes de beneficios altos.

***Perros***

- Baja participación en el mercado.
- Mercados de crecimiento lento.
- Pueden generar pocos beneficios o a veces pérdidas.
- Generalmente deben ser reestructuradas o eliminadas.

**B) Matriz de crecimiento de Ansoff**

La Matriz de crecimiento de Ansoff (1957) responde al binomio producto–mercado en función de su actualidad y de su novedad, para desembocar en una opción estratégica de expansión o de diversificación, según los casos.

**Tabla 2. Matriz de Crecimiento (Ansoff)**

Productos Mercados	Actuales	Nuevos
Actuales	Penetración del mercado	Lanzamiento de nuevos productos
Nuevos	Desarrollo del mercado	Diversificación

Fuente: Ansoff (1957)

El criterio general es que toda empresa debe agotar todas las posibilidades de expansión (penetración, desarrollo de nuevos productos y desarrollo de nuevos mercados) antes de abordar una estrategia de diversificación.

La empresa puede crecer basándose en la especialización, es decir, intensificando el esfuerzo en su campo de actividad actual, o bien, diversificándose, es decir, ampliando ese campo de actividades. En este sentido podemos diferenciar entre:

- ***Penetración en el mercado***, que consiste en aumentar la participación o cuota de mercado de la empresa en el mercado actual con los productos actuales.
- ***Desarrollo del mercado***, consistente en introducir los productos actuales de la empresa en nuevos mercados.
- ***Lanzamiento de nuevos productos***, por el que se ofrecen nuevos productos en los mercados actuales.
- ***Diversificación***, que corresponde únicamente al caso en el que la empresa introduce nuevos productos en nuevos mercados.

### **1.3.4.2. Estrategias Competitivas**

Porter (1985) presenta tres estrategias genéricas (liderazgo en costes, diferenciación y especialización) que una empresa o sector puede utilizar para hacer frente a las cinco fuerzas y conseguir una ventaja competitiva. Cada una de las estrategias genéricas de Porter (1985) tiene el potencial de permitir a una empresa superar los resultados de sus rivales dentro del mismo sector.

- La primera de las estrategias de Porter es la *estrategia de liderazgo en costes*, que está basada en la creación de una posición de bajo coste en relación con las empresas competidoras. Con esta estrategia, una empresa debe manejar las relaciones a lo largo de la cadena de valor y debe también estar dispuesta a reducir costes en todas las partes de las mismas.
- Por otro lado, Porter presenta la *estrategia de diferenciación* como segunda alternativa, la elección de esta estrategia requiere que la empresa o sector cree productos y/o servicios únicos, y que estén valorados como diferentes por el mercado. El éxito reside en los atributos que no son el precio y por lo que el consumidor estará dispuesto a pagar un sobreprecio.
- Finalmente la tercera definida por Porter es la *estrategia de especialización*. En este caso, la sociedad debe concentrar sus esfuerzos en gamas de productos, grupos de compradores o mercados geográficos objetivos más limitados. La especialización está basada en un estrecho ámbito competitivo dentro de un sector. Una empresa que sigue una estrategia de especialización selecciona un segmento o grupo de empresas y diseña su estrategia para servirlos a medida. El especialista consigue ventajas competitivas dedicándose exclusivamente a estos segmentos. La esencia de la especialización es la explotación de un nicho particular del mercado que es diferente al resto del sector.

### **1.3.4.3. Estrategias Funcionales**

Algunas de las compañías más exitosas de nuestro tiempo operan en sectores de bajo crecimiento y de una moderada rentabilidad, aplicando estrategias no particularmente

originales. La razón de su extraordinario éxito es la atención que prestan a los detalles asociados con la implantación estratégica.

El patrón colectivo de las decisiones y acciones adoptadas hoy por los empleados responsables de las actividades generadoras de valor crea estrategias funcionales que sirven de guía al crecimiento y a las estrategias competitivas de la empresa.

Siguiendo a Sainz de Vicuña (2003), las responsabilidades y patrones de decisión articulados por las distintas funciones de la empresa son los siguientes:

- ***Estrategia de marketing.*** La función del área de marketing es ampliar el entorno en el que se conoce la organización, así como actuar con grupos de interés externos como clientes y competidores. El área de marketing es la encargada de obtener información esencial sobre las necesidades de los nuevos clientes, las demandas previstas, las acciones de los competidores y las nuevas oportunidades.
- ***Estrategia operativa.*** La función del área de operaciones es crear los productos y servicios con los que la empresa pueda contar para competir en el mercado. Una unidad de operaciones eficaz es aquella que se ajusta a las necesidades de la empresa, que concentra sus esfuerzos en adaptar su capacidad y sus políticas con las ventajas competitivas que persigue la sociedad.
- ***Estrategia de investigación y desarrollo.*** En numerosas organizaciones, los esfuerzos en I+D son esenciales para una implantación efectiva de la estrategia. La estrategia que nace de las decisiones y acciones de las actividades de I+D, ingeniería y soporte técnico se denominan estrategias de investigación y desarrollo.
- ***Estrategia de sistemas de información.*** El objetivo de esta estrategia es proporcionar a la organización la tecnología y los sistemas mínimos necesarios para operar, planificar y controlar su actividad. En algunos casos, unos sistemas de información integrados muy bien diseñados sirven de base para una ventaja competitiva, al permitir una gestión de costes más agresiva que la de sus competidores, un uso más efectivo de la información pertinente

del mercado o la integración de las operaciones en la cadena de suministro de clientes y proveedores.

- ***Estrategia de recursos humanos.*** La función del área de recursos humanos es actuar de nexo de unión entre la dirección organizativa y los empleados, y entre la organización y los grupos de interés externo, incluidos los sindicatos, organismos reguladores del Gobierno en materia laboral y de seguridad.
- ***Estrategia financiera.*** El principal propósito de la estrategia financiera es proporcionar a la organización la estructura de capital y fondos adecuados para implantar las estrategias de crecimiento y competitivas.



## **2. MARCO CONTEXTUAL**

---

### **2.1. Historia**

Durante miles de años, el hombre ha basado su desarrollo en la utilización de fuentes de energía locales, basándose en el fuego y en la fuerza animal (incluida la propia).

A partir aproximadamente del año 3.000 a.c. se empieza a utilizar una fuente de energía diferente, que permite el movimiento de pequeñas embarcaciones en el Nilo sin la necesidad de efectuar un arrastre desde las orillas del río: el viento.

En este sentido, se puede destacar que las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la del sol, son buenos ejemplos de ello.

Esta situación se mantiene estable hasta hace unos trescientos años, cuando surge la primera revolución industrial, basada esencialmente en el carbón. Así, durante los tres últimos siglos, la industrialización de todos los países del mundo se ha basado esencialmente en la combustión de carbones e hidrocarburos. Las mayores exigencias de calidad de vida de los países más avanzados, ha acarreado una fuerte dependencia y consumo de estas fuentes de energía.

Con el invento de la máquina de vapor por James Watt, se van abandonando estas formas de aprovechamiento, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizan cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

Hacia la década de los años 1970 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación), como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías renovables.

El consumo específico (por persona) energético ha ido incrementándose exponencialmente en estos trescientos años, a la vez que lo hacía la población mundial. La consecuencia ya la conocemos: las fuentes tradicionales de energía, que necesitaron millones de años para formarse (proviene en su mayor parte de la descomposición de materia orgánica) se están agotando, y emiten elevados niveles de contaminación a la atmósfera y los mares.

## **2.2. Producción y consumo**

La producción y consumo de energía primaria en el mundo presenta grandes desigualdades. Estas desigualdades están directamente relacionadas con el desarrollo de cada país.

Para el desarrollo de las energías renovables fueron muy importantes las Crisis del Petróleo de 1973 y 1979, en las que los países productores elevaron los precios del barril causando una profunda crisis económica en los países desarrollados, aumento de la inflación y del paro. España por la dependencia energética del exterior sufrió un impacto negativo en su economía. Esto obligó a los diferentes Gobiernos a implantar políticas energéticas encaminadas a disminuir el consumo de petróleo mediante el ahorro energético, la eficiencia energética y potenciar otras fuentes como la nuclear, el gas natural o las energías renovables.

La principal ventaja en este contexto para las energías renovables es que éstas son una fuente nacional que evita la dependencia del exterior y en el caso de nuevas subidas de los precios del petróleo la diversificación energética es un arma que puede disminuir los efectos en las economías nacionales.

En este sentido, los desarrollos tecnológicos han tenido un impacto significativo en los modos de vida y en la estructura de las organizaciones sociales. El rápido desarrollo de las sociedades industriales durante el siglo XX ha estado íntimamente unido con la disponibilidad de energía a bajo precio. Ello ha modificado los modos de trabajo, de ocio y la propia estructura demográfica. Ha habido una estrecha relación entre el crecimiento económico y consumo de energía. La mitad de la población mundial actual no tiene acceso a formas comerciales de energía.

El mundo se enfrenta al reto de suministrar energía a una población creciente, este incremento se localizará en los países actualmente considerados pobres.

Otra razón que ha influido mucho en el progreso de las energías renovables ha sido el desarrollo de las preocupaciones ambientales a partir de la década de los ochenta. Las energías renovables no tienen fecha de caducidad, a diferencia del carbón, gas natural o petróleo, el consumo no emite gases de efecto invernadero, son fuentes seguras y no producen residuos peligrosos como la nuclear.

Por todos estos motivos en el contexto europeo, en España las Administraciones Públicas apostaron por las energías renovables mediante la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que establecía la prioridad de las fuentes del Régimen Especial de producción eléctrica (minihidráulica, solar fotovoltaica, eólica, biomasa y cogeneración) sobre las convencionales al conectarse a la red eléctrica e incentivaba a las renovables mediante una prima económica por cada unidad de energía.

La existencia de la prima y una disposición favorable por parte de las administraciones públicas causó un aumento muy importante de las energías renovables durante los últimos años en España. En la actualidad se ha producido un parón en el incremento de las instalaciones debido a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012<sup>8</sup> y a las sucesivas reformas posteriores, lo que ha generado inestabilidad en el sector e inseguridad jurídica al haber modificado normas con carácter retroactivo. En la investigación de la presente Tesis se incluyen los datos con la evolución de las instalaciones de energías renovables en España.

---

<sup>8</sup> Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

### **2.3. Definición de las energías renovables**

La radiación solar que recibe la Tierra supone de 15 a 20 veces la energía total contenida en todas las reservas de combustibles fósiles del mundo. Un aprovechamiento del 0,005% de la radiación anual bastaría para proporcionar toda la energía que consume el hombre.

Se consideran energías renovables a las energías que se obtienen de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. En este sentido, se pueden considerar energías renovables aquellas que tienen su origen en la radiación solar. Esto significa que, no solo es renovable la energía solar producida directamente por la radiación de la luz solar, sino que también son energías renovables, desencadenadas por el calentamiento de la superficie de la Tierra, la hidráulica y la eólica. Asimismo, se suelen considerar energías renovables las que aparentemente son inagotables, al estar causadas por fenómenos físicos de gran envergadura como la geotérmica y las mareas.

Simultáneamente, los gobiernos de los países europeos están ampliando esta definición a aquellas energías que presentan una emisión global de CO<sub>2</sub> nula, como son el biodiesel y la biomasa, y con frecuencia se confunden también estas determinadas actuaciones que conducen a un mejor aprovechamiento de los combustibles convencionales, como son la cogeneración y la utilización de gases residuales, que mejoran la eficiencia energética pero no son propiamente energías renovables.

#### **2.3.1. Tipología de las energías renovables**

##### ***A) Energía Hidráulica***

La energía hidráulica es la que se consigue canalizando el agua de ríos o pantanos a través de turbinas hidráulicas, transformando así la energía potencial del agua (debido a la diferencia de altura) en energía eléctrica. Debido a su gran antigüedad es la energía renovable más conocida. El diseño de las paletas permaneció invariable hasta hace unos 150 años, en que se desarrollaron las turbinas que se utilizan en la actualidad.

El diseño de cada turbina varía en función de la altura que presenta el desnivel a utilizar, y del caudal de agua que se prevé aprovechar. A principios del siglo XX fue el

origen de la electrificación rural de España, y aún hoy, representa alrededor del 15% de la energía eléctrica producida (incluyendo bombeo).

### ***B) Energía Solar***

Es aquella que aprovecha la energía directa del Sol para producir electricidad o calor. El Sol, fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde los albores de la Historia, puede satisfacer todas nuestras necesidades, si aprendemos cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado ni a la mitad de su existencia.

Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que vamos a consumir.

España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa, ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden al año unos 1.500 kilovatios/hora de energía. Esta energía puede aprovecharse directamente, o bien ser convertida en otras formas útiles como, por ejemplo, en electricidad.

Por ello es racional intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede reducir la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras o, simplemente, contaminantes.

Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que es preciso afrontar y superar. Además de las dificultades que una política energética solar avanzada conllevaría por sí misma, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas fluctuaciones y a variaciones más o menos bruscas. Así, por ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, precisamente cuando más la necesitamos como fuente generadora de energía o calor.

Es de vital importancia proseguir con el desarrollo de la incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala planetaria. Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que debemos afrontar y superar.

Actualmente debemos distinguir diversos tipos de aplicaciones:

- **Solar térmica:** paneles de captación de energía para calentamiento de agua, generalmente para uso doméstico. El coste de este tipo de instalaciones se ha reducido notablemente en los últimos cinco años y está muy generalizado verlas en los tejados, ya que la actual normativa de edificación obliga a su uso (normativa vigente del CTE).
- **Solar fotovoltaica:** unos dispositivos de estado sólido (chips muy parecidos a los que se utilizan en electrónica), se excitan al recibir la luz solar y producen una pequeñísima electricidad, por lo que se agrupan por cientos en los dispositivos comerciales que se conocen como placas solares. Su precio también está reduciéndose paulatinamente al producirse actualmente en grandes series, si bien aún el precio por kW/h producido es alto en lugares de irradiación media.

En el año 2008, España fue el país con mayor crecimiento en potencia instalada de energía solar fotovoltaica en el mundo debido a la favorable normativa de incentivos<sup>9</sup>, que estableció una tarifa del orden de 0,45€/kWh (en instalaciones de 5 a 100kW, que era la prima más ventajosa), por un periodo de 25 años. En 2008, la potencia instalada fue de 2.707 MW (CNMC, 2014). Dicho crecimiento, llevó a que los importes de las primas abonadas al sector fueran cuantiosas, lo que ha generado sucesivos cambios normativos con el objetivo de reducir el importe de las citadas primas.

### **C) Energía Eólica**

El aprovechamiento del viento como fuente de energía para el hombre se remonta varios miles de años, ya que existen referencias de que el regadío de determinadas áreas de Babilonia, 700 años antes de Jesucristo, se obtenía a través de esta fuente de energía.

Asimismo, los barcos de vela no son sino máquinas que utilizan la fuerza del viento para producir un desplazamiento de personas y mercancías en el mar, que se remontan al menos a 5.000 a.c., cuando las embarcaciones recorrían los ríos de Mesopotamia y

---

<sup>9</sup> Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Egipto o los molinos de viento que se instalaron en Europa en la Edad Media, que han propiciado el uso eficiente del viento para el aprovechamiento humano.

Gracias a Cervantes, se han popularizado a nivel mundial los molinos de grano de La Mancha (siglo XVI), que aún siendo menos frecuentes en otras zonas de España al efectuarse normalmente la molienda con la energía hidráulica de los ríos, se conservan restos de molinos de viento en determinadas zonas ventosas.

La cantidad de energía contenida o proporcionada por las masas de aire en movimiento, en su circulación por las capas bajas atmosféricas, representa un nivel de potencial energético relativamente elevado. Especialmente en determinadas condiciones locales y temporales.

De tal modo que se justifica el esfuerzo por llevar a cabo su transformación en energía útil y su aprovechamiento en condiciones favorables de eficiencia y rentabilidad, dado el grado de desarrollo alcanzado por las tecnologías de conversión eólica.

En Europa el precursor de la eólica fue el danés Paul La Cour<sup>10</sup> que a partir de turbinas eólicas provocaba electrolisis para circuitos eléctricos a principios del siglo XX; durante las primeras décadas de este siglo Dinamarca conservó la tradición eólica e incluso hoy es el cuarto país del mundo en potencia instalada y el primero por número de habitantes.

En la mitad del siglo XX un holandés, Johannes Jull introduce dos variaciones importantes, modifica los generadores para producir electricidad en corriente alterna y además diseña un aerogenerador que cambiaba la orientación en función de la dirección del viento para aprovechar con más intensidad la energía de éste.

El primer aerogenerador moderno que funcionó en España fue un prototipo instalado en Tarifa en 1981 de 100 kW. Seis años después entran en funcionamiento los primeros aerogeneradores conectados a la red en Ampurdán (Gerona) y en Granadilla (Tenerife).

---

<sup>10</sup> Poul la Cour (1846-1908) fue un danés científico, inventor y pedagogo. Hoy en día la Cour es especialmente reconocido por su trabajo en los principios de la energía eólica, tanto en el trabajo experimental en la aerodinámica como en la aplicación práctica de las plantas de energía eólica. Trabajó la mayor parte de su vida en el instituto Folk de Askov. Se le otorgó apoyo financiero por parte del Gobierno danés, y el primer molino experimental en Askov se erigió en el verano de 1891.



## **D) Biomasa**

Se considera energía de la biomasa, la que se extrae de todo tipo de especies vegetales, que normalmente el hombre aprovecha para obtener energía por combustión directa, como la quema de leña.

Durante la mayor parte de la historia de la humanidad, la biomasa y la energía solar han sido las únicas fuentes de energía térmica utilizadas por el hombre.

A lo largo de los siglos, y hasta la llegada del carbón en la revolución industrial, la biomasa ha servido para cubrir las necesidades de calor e iluminación tanto en la vida cotidiana como en las distintas aplicaciones industriales existentes.

El término de biomasa en su aceptación más amplia incluye toda la materia viva existente en un instante de tiempo en la Tierra.

También se puede definir como el conjunto de la materia orgánica, de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial.

El concepto de biomasa energética incluye todos aquellos materiales que siendo biomasa, son susceptibles de ser utilizados con fines energéticos.

Cualquier tipo de biomasa proviene en última instancia de la fotosíntesis vegetal. Existen numerosas formas de aprovechar la biomasa:

- Combustión directa.
- Pirólisis, u obtención de diversos tipos de hidrocarburos a partir de procesos químicos.
- Gasificación, o extracción de metano de la misma.
- Producción de biocombustibles.

En los últimos años se ha producido en España un importante incremento de este tipo de proyectos, basados tanto en el aprovechamiento de residuos agrícolas como en la utilización de determinados cultivos para usos energéticos.

### ***E) Energía Mareomotriz***

Es la energía de las mareas y de las olas. Existen varios proyectos entre los que destacan sendos proyectos en Francia y Canadá para el aprovechamiento de una fuerte diferencia de cota entre la marea alta y la baja, y en fase experimental se encuentra la utilización de la fuerza de las olas.

### ***F) Biocarburantes***

Realmente es una aplicación más de la biomasa. Determinados cultivos como girasol, brassica, colza, ..., son susceptibles de ser tratados y obtener etanol u otros combustibles sustitutivos del diesel, sobre todo para su uso agrícola. Su coste de producción actualmente es superior al de los combustibles fósiles que sustituyen, pero es una vía que sin duda se va a incentivar en los próximos años si se desea reducir la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera.

### ***G) Energía Geotérmica***

Consiste en el aprovechamiento del calor de la tierra en el subsuelo para la generación de energía. En algunos países como Islandia, con altas temperaturas a 80-100 metros de profundidad, se utiliza para calentar el agua de calefacción y sanitaria. En España, determinados balnearios aprovechan sus aguas termales para la calefacción y agua caliente sanitaria.

Esta energía puede aprovecharse para la producción directa de calor o para la generación de electricidad. Es una energía renovable y de producción continua las 24 horas del día y, por tanto, gestionable.

- La *energía geotérmica de alta entalpía* es la que aprovecha un recurso geotérmico que se encuentra en determinadas condiciones de presión y alta temperatura (superior a 150°C). El aprovechamiento de este recurso puede hacerse directamente si se dan de forma natural las condiciones geológicas y físicas para ello. Si el yacimiento geotérmico cuenta con condiciones físico-geológicas favorables pero no existe fluido, éste podría inyectarse creando así un yacimiento de roca caliente seca (geotermia estimulada).

- La *energía geotérmica de baja entalpía* basa sus aplicaciones en la capacidad que el subsuelo posee de acumular calor y de mantener una temperatura sensiblemente constante, entre 10 y 20 m de profundidad, a lo largo de todo el año. Debido a que el contenido en calor de los recursos geotérmicos de baja entalpía es insuficiente para producir energía eléctrica, aquellos recursos con temperaturas por debajo de 50°C e incluso hasta 15°C, pueden ser utilizados para producción de agua caliente sanitaria y para climatización, ayudándose de un sistema de bomba de calor que en la actualidad ya proporciona 4.500 MWt de potencia instalada sólo en Europa.

### **2.3.2. El recurso eólico**

#### ***A) Origen del viento***

La energía eólica tiene su origen en la energía solar, más específicamente en el calentamiento diferencial de masas de aire por el sol, ya sea por diferencias de latitud (vientos globales) o el terreno (mar-tierra o vientos locales). Las diferencias de radiación entre distintos puntos de la Tierra generan diversas áreas térmicas y los desequilibrios de temperatura provocan cambios de densidad en las masas de aire que se traducen en variaciones de presión. De la energía solar que llega a la Tierra por radiación (unos 1.018 KWh por año), sólo alrededor del 0,25% se convierte en corrientes de aire. Esta cantidad es todavía 25 veces mayor al consumo energético total mundial.

La dirección del viento está determinada por efectos topográficos y por la rotación de la Tierra. Es de gran importancia el conocimiento de las direcciones dominantes para instalar los equipos que extraerán la energía proveniente de este recurso. Los aerogeneradores se deben colocar en lugares donde exista la menor cantidad de obstáculos posibles en estas direcciones.

Los vientos que interactúan en el globo terrestre son: los geostroficó (globales) y los terrestres (locales).

- *Vientos geostroficó (globales)*. Estos vientos son generados, principalmente, por las diferencias de temperatura, presión y, muy poco, por la superficie terrestre. Se encuentran a una altura superior a los 1.000 metros sobre el nivel

del suelo y su velocidad puede ser medida utilizando globos de sonda.

- *Vientos terrestres (locales)*. Estos vientos son mucho más influenciados por la superficie terrestre a altitudes de hasta 100 metros. Son frenados por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los diferentes obstáculos que se encuentren en su recorrido. Sus direcciones cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los geostróficos debido a la rotación de la tierra.

Conocer el comportamiento de estos vientos es de gran importancia, ya que influyen en forma diferente en la producción de energía eólica siempre y cuando los globales sean menos intensos, ya que la dirección depende de la superposición de ambos vientos.

### ***B) Estimación del recurso***

La cantidad de energía (mecánica o eléctrica) que pueda generar una turbina eólica depende de las características del viento que se genera en el sitio de cada instalación. De hecho, la producción puede variar en un factor de dos a tres entre un sitio regular y uno excelente, de manera que la rentabilidad de un proyecto depende directamente del recurso eólico local. Por esta razón, es necesario un estudio técnico detallado de las características del viento en un sitio específico antes de avanzar en un proyecto de cualquier magnitud.

El análisis requerido depende directamente de la aplicación y la escala prevista; naturalmente, un proyecto a gran escala conectado a la red requiere de un estudio más profundo que un pequeño sistema aislado. El método más exacto (aunque más costoso) para conocer el potencial de producción de energía del viento, es la instalación de uno o más anemómetros (en torres de medición), los cuales, periódicamente, generan datos de la velocidad y la dirección del viento en forma electrónica.

Estos datos se analizan detalladamente en relación con las características del terreno y las mediciones de estaciones meteorológicas cercanas, con el fin de estimar la producción potencial de energía a largo plazo y durante diferentes épocas del año.

Información meteorológica de sitios aledaños puede apoyar el análisis del potencial eólico; sin embargo, este tipo de información generalmente tiende a subestimar el recurso eólico.

Hay tres componentes del viento que determinan la potencia disponible de un sistema de conversión de energía eólica:

- *Velocidad del viento.* Es un parámetro crítico porque la potencia varía según el cubo de la velocidad del viento, o sea, una o dos veces más alta significa ocho veces más de potencia. Además, la velocidad varía directamente con la altitud sobre el suelo, por la fricción causada por montañas, árboles, edificios y otros objetos. Las turbinas eólicas requieren una velocidad de viento mínima para empezar a generar energía: para pequeñas turbinas, este es, aproximadamente, de 3,5 metros por segundo (m/s); para turbinas grandes, 6 m/s, como mínimo.
- *Características del viento (turbulencia).* Mientras que los modelos de viento globales ponen el aire en movimiento y determinan, a grandes rasgos, el recurso del viento en una región, rasgos topográficos locales, que incluyen formaciones geográficas, flora y estructuras artificiales, pueden mostrar la diferencia entre un recurso eólico utilizable y uno que no lo es.
- *Densidad del aire.* Temperaturas bajas producen una densidad del aire más alta. Mayor densidad significa más fluidez de las moléculas en un volumen de aire dado y más fluidez de las moléculas encima de una pala de la turbina produce un rendimiento más alto de la potencia, para una velocidad del viento dada.

### ***C) Transformación de la energía***

El dispositivo que se utiliza para aprovechar la energía contenida en el viento y transformarla en eléctrica es la turbina eólica. Una turbina eólica obtiene su potencia de entrada convirtiendo la energía cinética del viento en un par (fuerza de giro), el cual actúa sobre las palas o hélices de su rotor. Para la producción de electricidad la energía rotacional es convertida en eléctrica por el generador que posee una turbina; en este caso, llamado aerogenerador.

Las turbinas que se encuentran en el mercado son muy eficientes, con factores de disponibilidad de más de un 98%, es decir, las máquinas están en condiciones de servicio y preparadas para funcionar más del 98% del tiempo, lo cual significa que pueden operar durante más del 98% del año; generalmente, apagándose sólo durante el

período de mantenimiento. Por tanto, desde un punto de vista económico, son máquinas eficientes cuya producción de energía total se ve generalmente afectada en menos de un 2%. Además las turbinas sólo requieren mantenimiento cada seis meses. Aparte de las características del viento, la cantidad de energía que pueda ser transferida depende de la eficiencia del sistema y del diámetro del rotor.

Existen varios tipos de turbinas y cada una puede tener diferentes componentes, dependiendo de la aplicación; sin embargo, se pueden reconocer algunos comunes:

- La góndola-carcasa que protege las partes fundamentales del aerogenerador.
- Las palas del rotor que transmiten la potencia del viento hacia el buje.
- El buje que es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
- Eje de baja velocidad que conecta el buje del rotor al multiplicador. Su velocidad de giro es muy lenta.
- El multiplicador, permite que el eje de alta velocidad gire mucho más rápido que el eje de baja velocidad.
- Eje de alta velocidad, gira a gran velocidad y permite el funcionamiento del generador eléctrico.
- El generador eléctrico que es una de las partes mas importantes de un aerogenerador. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica.
- El controlador electrónico, es un ordenador que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación.
- La unidad de refrigeración, mecanismo que sirve para enfriar el generador eléctrico.
- La torre (fuste) que es la parte del aerogenerador que soporta la góndola y el rotor.
- El mecanismo de orientación, está activado por el controlador electrónico, la orientación del aerogenerador cambia según las condiciones del viento (con los datos de un anemómetro y veleta).

#### ***D) Aplicaciones mecánicas***

La aplicación mecánica más frecuente de la energía eólica es el bombeo de agua, para lo cual son especialmente adecuadas las turbinas de baja potencia.

Esta aplicación demanda un alto par de arranque y de una baja velocidad específica de viento, por lo que se conoce como un “sistema eólico lento”.

Se aprovecha el viento para el bombeo de agua en áreas aisladas de la red eléctrica. Los sistemas mecánicos operan prácticamente con la misma tecnología, desarrollada en el siglo IX, mientras que los nuevos están más adaptados a la variabilidad del viento. También se usan sistemas eólicos eléctricos para bombeo de agua, los que generalmente no requieren baterías.

Al comparar sistemas mecánicos y eléctricos para bombeo de agua, se puede decir que los primeros son más baratos y que pueden operar a velocidades del viento más bajas. Adicionalmente, su mantenimiento es más simple y barato. Sin embargo, los sistemas eléctricos tienen la ventaja de que la turbina no tiene que instalarse en el sitio del pozo, sino en un punto más ventoso.

#### ***E) Sistemas eléctricos conectados a la red***

*Parques eólicos.* Generalmente, se coloca una serie de turbinas grandes (desde 100kW hasta 3.000 kW – en la actualidad se está incrementando la potencia de los aerogeneradores hasta superar los 5.000 kW), que pueden ser de decenas a centenares, en un sitio con condiciones de viento muy favorable. Aparte de la escala, la otra gran diferencia con sistemas pequeños es la ausencia de baterías, y que se conectan directamente a la red eléctrica existente. La variabilidad del viento tiene un impacto en la calidad de la electricidad que se pueda suministrar a la red con la energía eólica. Sin embargo, turbinas modernas son diseñadas específicamente para manejar estas variaciones y producir electricidad de forma constante, con mecanismos que controlan el nivel de aprovechamiento de la energía del viento. El uso de varias turbinas también ayuda a disminuir la fluctuación en la generación, porque la turbulencia de una, cancela la de otra. No necesariamente todo el grupo de turbinas que abastece la red eléctrica tiene que operar de forma simultánea, de forma similar a las plantas térmicas, en un sistema convencional, algunos equipos periódicamente están fuera de operación.

*Pequeños sistemas conectados a la red.* Existe la posibilidad de suministrar energía a la red con pequeños sistemas eólicos (con un rango de 0,3 a 100 kW). Muchas veces son la fuente de electricidad más económica para sitios aislados, cuando el recurso eólico es apropiado y su operación es simple y barata. La aplicación más común de sistemas

aislados es la electrificación de viviendas rurales, para la cual existen diferentes configuraciones. Esto es aplicable en los casos en que exista una red en las proximidades del centro de consumo. En este esquema, la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el excedente a la red eléctrica y, si se produce menos energía de la requerida, se toma de la red. El almacenamiento de la electricidad en baterías es opcional, pero su inclusión exige dispositivos rectificadores de corriente alterna para la carga de las baterías y onduladores de corriente continua (inversores).



## **2.4. El Cambio climático y los compromisos del Protocolo de Kioto**

La más importante tarea colectiva concreta que debería tener la sociedad humana actual es muy clara y sencilla: disminuir radicalmente la cantidad de combustiones de sustancias fósiles que contengan carbono. La razón fundamental para acometer urgentemente esta tarea es ya conocida por muchos: esas combustiones son la causa principal de la emisión de los llamados gases de efecto invernadero (GEI)<sup>11</sup>, origen claro del cambio climático que está modificando la vida en el planeta Tierra, afectando por ello a todos los seres humanos y otros animales y plantas.

Teniendo en cuenta que las citadas combustiones aportan un 67% de la energía primaria (IPCC, 2014) de la que se abastece el sistema energético actual, es obvio que es importante conocer a fondo la forma de conseguir su disminución. Pero no es este el único problema relacionado con el sistema energético que nos debe preocupar, también la limitación de los recursos tradicionales agotables (carbón, petróleo, gas natural y uranio) debe estar en nuestra mente.

La escasez de los recursos era el hecho que se presentaba como más grave en la década del setenta del pasado siglo XX y, en efecto, esa circunstancia es la causante de la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles, representados por el petróleo, que, a mediados del 2008, costaba 150 dólares el barril, a principios del 2009 había bajado a tan solo 50 dólares, a finales de 2010 rozó la barrera de los 90 dólares el barril, a finales de 2001 acumuló un crecimiento anual de un 12% hasta los 107 dólares por barril y a mediados de junio de 2012 el precio del petróleo ha disminuido hasta los 98 dólares barril.

No obstante, en la actualidad (julio de 2015), la tendencia se ha modificado y el precio del petróleo sigue una senda de constantes bajadas y se sitúa en los 51 dólares por barril. Los inversores estiman nuevas bajadas del precio del crudo por la existencia

---

<sup>11</sup> Los Gases de Efecto Invernadero son gases atmosféricos que producen el efecto invernadero sobre el planeta Tierra. Los principales catalogados son: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), compuestos hidrofluorcarbonados (HFC), perfluorocarbono (PFC) y hexafluorocarbono de azufre (SF<sub>6</sub>). El dióxido de carbono se produce al quemar combustibles fósiles principalmente y es el factor que más influye en el cambio climático, aunque también interviene el metano -que proviene de los fertilizantes utilizados en agricultura y el ganado- y el óxido nitroso de los vehículos. Los otros tres gases (hidrofluorocarbono, perfluorocarbono y hexafluorocarbono de azufre) están presentes en gran parte de procesos industriales, sobre todo de la industria química. Se suele medir de dos formas: directamente por la cantidad que emiten de cada uno de los gases o indirectamente mediante lo que se denomina Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes.

en los próximos años de un fuerte exceso de suministros en el mercado, debido a los incrementos en la producción de crudo.

Pero, además, esto está ocurriendo en un momento en que al consumo ya exagerado de la sociedad opulenta en la que estamos incluidos los europeos, se ha sumado de manera acelerada el de los países emergentes como China (1.300 millones de personas), India (1.100 millones), Indonesia (240 millones) y Brasil (180 millones).

A la utilización excesiva de los recursos energéticos de origen fósil ha venido a sumarse otro fenómeno aún más preocupante como es el cambio climático, ya evidente y certificado por quienes pueden hacerlo: los especialistas en clima agrupados en organizaciones internacionales (Organización Meteorológica Mundial y Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente) a través de un organismo creado al efecto, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

Este segundo factor determinante de la crisis del sector energético apareció de forma patente en el año 1992 con ocasión de la reunión internacional de Río de Janeiro. Y el paso del tiempo ha consolidado las percepciones que se tenían entonces.

El último informe emitido por el IPCC confirma las circunstancias más sobresalientes del citado cambio climático (IPCC, 2014): Las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) totales han continuado en aumento de 1970 a 2010 y los mayores aumentos decenales absolutos se han producido al final de ese período.

A pesar de que cada vez es mayor el número de políticas de mitigación del cambio climático, las emisiones de GEI anuales aumentaron en promedio 1,0 GtCO<sub>2</sub>eq<sup>12</sup> (2,2%) por año entre 2000 y 2010, cifra que contrasta con las 0,4 GtCO<sub>2</sub>eq (1,3%) por año entre 1970 y 2000.

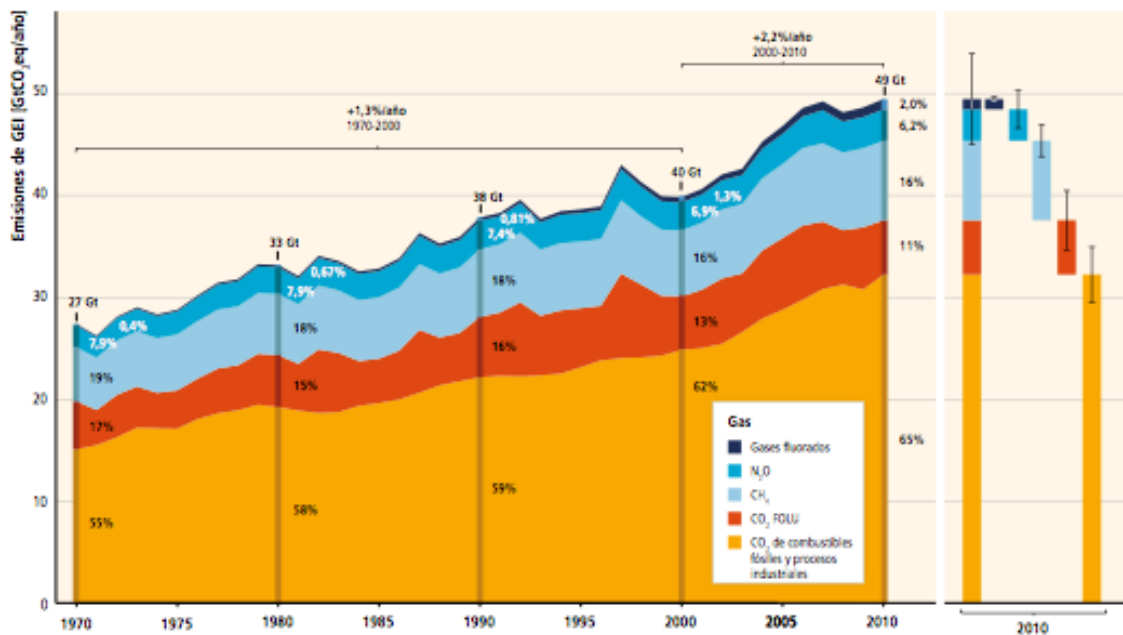
Las emisiones antropogénicas de GEI totales entre 2000 y 2010 fueron las más altas en la historia de la humanidad y llegaron a 49 (+4,5) GtCO<sub>2</sub>eq/año en 2010.

La crisis económica mundial de 2007-2008 sólo consiguió que las emisiones se redujeran temporalmente.

---

<sup>12</sup> GtCO<sub>2</sub>eq: gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente

**Figura 4: Emisiones antropogénicas anuales de GEI totales por grupos de gases, 1970-2010**



Fuente: IPCC, 2014

En la Figura 4 se pueden observar las emisiones antropogénicas anuales de GEI totales (GtCO<sub>2</sub>eq/año) por grupos de gases, 1970-2010: CO<sub>2</sub> procedente de la quema de combustibles fósiles y procesos industriales; CO<sub>2</sub> procedente de la silvicultura y otros usos del suelo (FOLU); metano (CH<sub>4</sub>); óxido nitroso (N<sub>2</sub>O); gases fluorados abarcados en el Protocolo de Kyoto. En la parte derecha de la figura se muestran las emisiones de GEI en 2010 de nuevo desglosadas por componentes con las incertidumbres asociadas (intervalo de confianza del 90%) indicadas por barras de error. Las incertidumbres en las emisiones antropogénicas de GEI totales se deben a las estimaciones para los gases individuales. Las emisiones globales de CO<sub>2</sub> procedentes de la quema de combustibles fósiles se muestran con una incertidumbre del 8% (intervalo de confianza del 90%). Las incertidumbres asociadas a las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la silvicultura y otros usos del suelo son de gran magnitud, del orden de ±50%. Las incertidumbres para las emisiones globales de CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O y los gases fluorados se han estimado en el 20%, el 60% y el 20%, respectivamente.

El año 2010 fue el más reciente para el que las estadísticas de las emisiones de todos los gases así como la evaluación de las incertidumbres asociadas estaban fundamentalmente completas en el momento límite de la recogida de datos para este

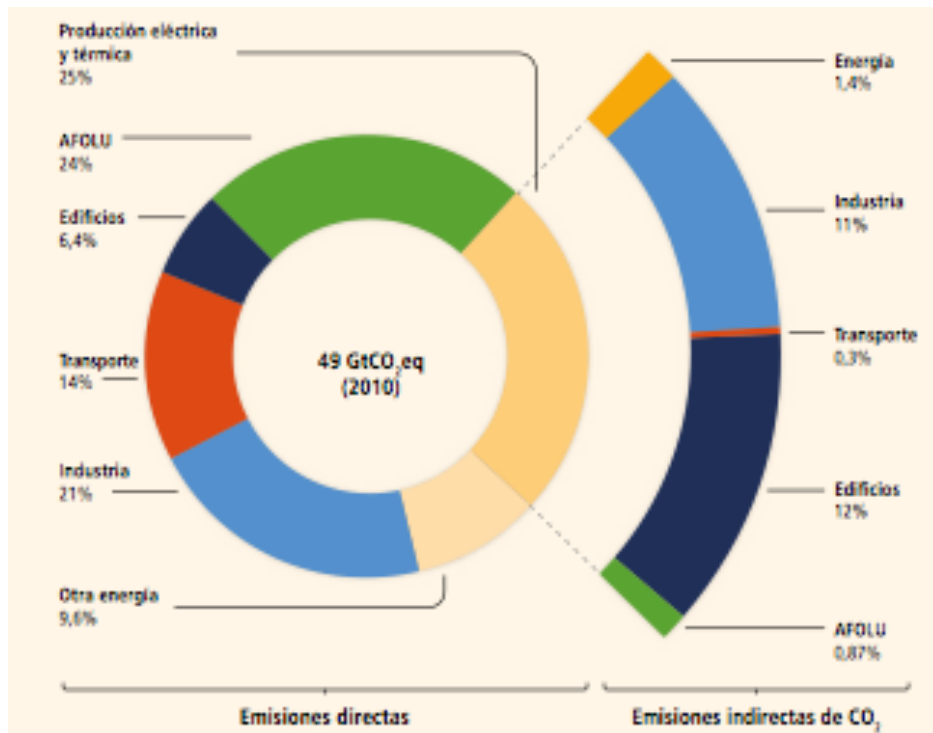
informe. Los datos de las emisiones de FOLU representan emisiones terrestres de CO<sub>2</sub> debidas a incendios forestales, incendios de turba y descomposición de turba que se aproximan al flujo neto de CO<sub>2</sub> procedente de FOLU. La tasa promedio de crecimiento anual en los distintos períodos se señala con llaves.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la quema de combustibles fósiles y los procesos industriales contribuyeron en alrededor del 78% del aumento de las emisiones de GEI totales de 1970 a 2010, y la contribución porcentual para el período 2000-2010 fue similar.

Alrededor de la mitad de las emisiones antropogénicas acumuladas de CO<sub>2</sub> entre 1750 y 2010 se han producido en los últimos 40 años.

Las emisiones antropogénicas anuales de GEI han aumentado en 10 GtCO<sub>2</sub>eq entre 2000 y 2010, aumento que corresponde de forma directa a los sectores del suministro de energía (47%), la industria (30%), el transporte (11%) y los edificios (3%) (nivel de confianza medio). La contabilización de las emisiones indirectas hace que aumenten las contribuciones de los sectores de los edificios y la industria.

**Figura 5: Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores económicos**



Fuente: IPCC, 2014

Desde 2000 las emisiones de GEI han ido en aumento en todos los sectores, excepto en el de la agricultura, silvicultura y otros usos del suelo (AFOLU). De las 49 ( $\pm 4,5$ ) GtCO<sub>2</sub>eq emitidas en 2010, el 35% (17 GtCO<sub>2</sub>eq) de las emisiones de GEI se liberaron en el sector del suministro de energía, el 24% (12 GtCO<sub>2</sub>eq, emisiones netas) en AFOLU, el 21% (10 GtCO<sub>2</sub>eq) en la industria, el 14% (7,0 GtCO<sub>2</sub>eq) en el transporte y el 6,4% (3,2 GtCO<sub>2</sub>eq) en los edificios. Cuando las emisiones derivadas de la producción eléctrica y térmica se atribuyen a los sectores que utilizan la energía final (es decir, emisiones indirectas), las proporciones de los sectores de la industria y los edificios a las emisiones globales de GEI aumentan al 31% y 19%, respectivamente

A nivel mundial, el crecimiento económico y el crecimiento demográfico continúan siendo los motores más importantes de los aumentos en las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la quema de combustibles fósiles. La contribución del crecimiento demográfico entre 2000 y 2010 siguió siendo a grandes rasgos idéntica a los tres decenios anteriores, mientras que la contribución del crecimiento económico ha aumentado notablemente.

Si no se realizan esfuerzos adicionales para reducir las emisiones de GEI aparte de los ya desplegados actualmente, se prevé que persistirá el crecimiento de las emisiones impulsado por el crecimiento de la población mundial y las actividades económicas. En los escenarios de referencia en que no se realiza una mitigación adicional se experimentan aumentos en la temperatura media global en superficie en 2100 de 3,7°C a 4,8°C en comparación con los niveles preindustriales.

En definitiva, no puede haber más pretextos y ha llegado el momento en el que no es posible dilatar más tiempo las acciones de mitigación del cambio climático –ni de adaptación a él–, lo cual supone, entre otras medidas urgentes, frenar el consumo excesivo de materias escasas que son difíciles de reemplazar.

El célebre informe *Los límites del crecimiento*, que el Club de Roma encargó en 1972 al equipo Meadows (Meadows, 1973) y la posterior crisis geopolítica originada un año después por la guerra árabe-israelí del Yom Kippur hicieron que, por primera vez, se tomara conciencia de la finitud de los recursos energéticos convencionales, sobre todo del petróleo. El paso del tiempo y la vuelta a precios del petróleo más razonables que los de aquella época hizo olvidar la evidencia.

De nuevo se está volviendo a aquella preocupación, sobre todo por la incorporación de China, India e Indonesia al consumo creciente de petróleo, con lo cual el recurso combustible del que se ha alimentado preferentemente el desarrollismo sin control al que hemos llegado ha entrado ya en una aceleración de los precios y del agotamiento que es imparable.

En los últimos años, ha sido un político americano, Albert Arnold Gore, el que ha desencadenado una toma de conciencia masiva en todo el mundo a través de su famosa película y el libro del mismo título *Una verdad incómoda* (Gore, 2008), que ha merecido un Oscar y el premio Nobel de la Paz en 2007 compartido con el grupo IPCC. Aunque algunos consideran que quien merecía el premio eran los científicos en exclusiva y no Gore, parece sugerente que lo hayan compartido, sobre todo porque los conocimientos científicos requieren una buena difusión para que aumente su utilidad y no cabe duda de que en el caso al que nos estamos refiriendo la labor de difusión de Gore ha dado la adecuada relevancia a los hechos estudiados con tanta dificultad y eficiencia por el IPCC.

En definitiva, la humanidad tiene un problema muy grave de consecuencias todavía no bien comprendidas por todos. En lo que se refiere a la intención del referido libro, lo que importa es que la causa más significativa de este problema se halla en un sistema energético que ha beneficiado, y sigue haciéndolo, solo a una parte del conjunto de los seres humanos, mientras que otros muchos se encuentran en la indigencia más absoluta y van a sufrir mucho más las consecuencias que los principales causantes del problema.

La principal causa del futuro agotamiento de los recursos energéticos de origen fósil es el exceso de consumo de energía primaria, consecuencia a su vez de un bajísimo rendimiento global del sistema (Ayres, 2009). Solo es necesario saber que el rendimiento global (energía final realmente consumida dividida por la energía primaria empleada) es inferior al 3%.

Solo un par de ejemplos, aunque hay muchos más que cualquier persona puede buscar en su propio entorno energético. Cuando un ciudadano de un país como España, residente en el área metropolitana de una gran ciudad, se desplaza de su casa al trabajo y viceversa, lo hace habitualmente solo en su automóvil, cuyo peso puede ser aproximadamente de unos 1.000 kg; el rendimiento (potencia mecánica en las ruedas

dividido por el consumo de combustible por unidad de tiempo) es del orden de menos del 20%. Pero el objetivo energético real de esa persona es desplazar los 80 kg –o los que sean– propios, es decir, el efecto energético final que se obtiene y lo que se pretende realmente es ese desplazamiento de 80 kg y no el del vehículo que siempre le acompaña. Por lo tanto, el rendimiento final del proceso de traslado de esa persona a su lugar de trabajo se obtiene dividiendo el citado 20% por 1.080 y multiplicando por 80. Como resultado, 1,48%, que podemos redondear a 1,5%. A la vista de este resultado se comprende fácilmente que el problema energético desde la perspectiva de la escasez de combustibles fósiles y de la emisión de GEI solo tiene arreglo mejorando sustancialmente ese rendimiento.

Si observamos a nuestro alrededor y calculamos las cifras de todos los casos que se nos ocurran comprobaremos que el 3% referido con anterioridad no era exagerado. A todo ello, hay que añadir que no hemos tenido en cuenta cómo ha llegado (en el sentido de consumo de energía adicional) la gasolina o el gasóleo al depósito del vehículo desde la extracción, es decir, no se han tenido en cuenta el transporte y el tratamiento del petróleo crudo en la refinería correspondiente. Tampoco hemos considerado el transporte de la gasolina o el gasóleo a la estación de servicio y el bombeo hasta el depósito del coche. No digamos si el motor del vehículo en cuestión no funciona todo lo bien que debiera. En una palabra, que en el sector más importante en cuanto a consumo de combustibles y donde se genera la mayor cantidad de gases de efecto invernadero, más del 98% de la energía disponible se termina vertiendo a la atmósfera en diferentes formas.

El otro ejemplo hace referencia a la conservación de los alimentos por refrigeración. Se consigue mayoritariamente mediante el empleo de dispositivos de producción de frío con equipos de compresión alimentados por electricidad: es decir, los frigoríficos y congeladores habituales en nuestros hogares. Es bueno saber que la electricidad que hace funcionar los frigoríficos y congeladores se genera en centrales de todo tipo, pero en su mayoría procede de recursos fósiles en un 67% en el mundo, lo cual genera gases de efecto invernadero en cantidades variadas dependiendo del combustible (en el caso de una central de carbón por cada kWh se emite un kilo de CO<sub>2</sub>). Si a esto se suma el sistema centralizado que actualmente predomina, el rendimiento es del orden del 33% desde el tratamiento del carbón en la central hasta la electricidad puesta en «barras de central».

Pero no debemos olvidar, como en el caso antes citado de los otros combustibles, que el carbón puede venir –en España es así mayoritariamente– de una mina de carbón a cielo abierto en Sudáfrica, Colombia, o cualquier otro remoto lugar. El carbón hay que extraerlo y transportarlo en grandes camiones al puerto correspondiente donde se embarca para el puerto español en el que se encuentre situada la central. Asimismo, la electricidad generada también suele hacer un largo viaje desde la central hasta nuestras casas; eso sí a mucha más velocidad que el transporte del carbón. En todos estos «viajes» hay pérdidas, además de contaminación e impacto visual y de otros tipos.

Aun teniendo en cuenta todos estos factores de pérdida de rendimiento hasta que la electricidad llega a nuestras viviendas, no es eso lo más importante. Tampoco lo es el rendimiento energético de la producción del frío necesario en la máquina de compresión para conseguir el efecto deseado. Lo peor del caso es el tiempo que suele transcurrir desde que un alimento determinado se produce en el campo, pasa por la cadena de congelación, transporte y mantenimiento en el supermercado, consumiendo frío en todos los procesos, además de gasolina o gasóleo en el transporte a través de grandes distancias.

Por lo que respecta al cambio climático, la toma de conciencia que supuso la Conferencia de Río ha originado al fin, en etapas sucesivas, el compromiso que supone el Protocolo de Kioto, que, con sus posibles limitaciones, ha llevado al establecimiento de unas cuotas de emisión por países y a una valoración económica por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> emitido. Una mayoría de la población está informada de toda la problemática que el incumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto implica.

A escala mundial, el problema ya no era que un país cumpliera o no sus compromisos en cuanto a emisiones, sino que los países más contaminantes (Estados Unidos, China, Australia o India) ni siquiera se planteaban firmar el protocolo. Sin embargo, algo se está avanzando pues en la Cumbre del Clima de 2007 en Bali hubo un cambio de actitud que, aunque aún pendiente de concreciones, ha llevado a estos países a adoptar una postura algo más positiva que la que tenían hasta el momento.

En realidad sigue habiendo una falta de decisión política, ya difícil de justificar en algunos países. Pero también es cierto que en otras partes del mundo se empieza a tomar



en serio el problema. La Unión Europea está a la cabeza de las propuestas de actuación tanto de adaptación como de mitigación. La reunión de Poznan (Polonia) en 2008, aporta nuevas expectativas cuyos resultados están aún por concretar. De momento, las actuaciones no alcanzan todos los acuerdos formulados. Ante esta situación no nos queda a los seres humanos otro remedio que actuar, y a ser posible todos, empezando por los más informados y concienciados pero con la clara intención de que se vayan sumando los demás.

En este sentido, a pesar de la incertidumbre actual respecto de la evolución de la economía mundial y su recuperación en el futuro, la demanda energética mundial sigue creciendo a un ritmo considerable: un 5% en el año 2010. En los escenarios elaborados por la Agencia Internacional de la Energía al año 2035 (IEA, 2011), la demanda energética mundial aumentaría un tercio, básicamente en países que no pertenecen a la OCDE.

Según estos escenarios, los combustibles fósiles continuarán teniendo un papel preponderante aunque se prevé que su participación global disminuya ligeramente del 81% de la energía primaria mundial en 2010 al 75% en 2035.

Esta demanda se concentrará más, si cabe, en el sector de los transportes, a pesar de los grandes esfuerzos en la mejora de la eficiencia energética realizados por los países desarrollados. Si en el futuro no se introducen en el mercado del transporte nuevos vehículos que puedan reducir la dependencia de este sector de los productos petrolíferos, esta demanda cautiva será poco sensible a las fluctuaciones del precio del petróleo en el futuro, con lo que la demanda de petróleo en 2035 puede aumentar desde los 87 millones de barriles diarios del año 2010 hasta los 99 millones de barriles diarios en 2035, según el referido informe de la Agencia Internacional de la Energía.

Teniendo en cuenta que se prevé que la producción de petróleo convencional en el futuro se mantenga en los niveles actuales para ir descendiendo posteriormente hasta los 68 millones de barriles diarios en 2035, buena parte de la demanda deberá cubrirse con fuentes alternativas de petróleo: líquidos del gas natural y fuentes no convencionales de petróleo.

## **2.5. Plan de Energías Renovables**

### **2.5.1. El impulso a las energías renovables y a la eficiencia energética**

A la luz de las perspectivas inciertas en el sector energético a nivel mundial y al papel fundamental que juega la energía en el desarrollo de las sociedades modernas, la política energética se desarrolla alrededor de tres ejes: la seguridad de suministro, la preservación del medio ambiente y la competitividad económica.

Para cumplir con estos requerimientos de la política energética la mayoría de los países desarrollados aplican dos estrategias, fundamentalmente: la promoción del ahorro y la mejora de la eficiencia energética, por un lado, y el fomento de las energías renovables, por otro.

Por ser fuentes energéticas autóctonas, la introducción de las energías renovables mejora la seguridad de suministro al reducir las importaciones de petróleo y sus derivados y de gas natural, recursos energéticos de los que España no dispone, o de carbón, fuente energética de la que se cuenta con recurso autóctono.

En cuanto a la afectación ambiental de las energías renovables, está claro que tienen unos impactos ambientales más reducidos que las energías fósiles o la nuclear, especialmente en algunos campos como la generación de gases de efecto invernadero o la generación de residuos radiactivos y, por lo tanto, su introducción en el mercado da plena satisfacción al segundo eje de la política energética antes mencionado.

Sin embargo, esto no significa que las energías renovables no tengan impactos ambientales de carácter más local. Habrá que tener en cuenta estas afectaciones en el desarrollo de los objetivos propuestos en el plan de energías renovables.

Tal como se analiza en el PER 2011-2020, las energías renovables han recorrido un largo camino en nuestro país que las ha acercado mucho –a algunas de ellas– a la competitividad con las energías fósiles. En el ámbito de la generación eléctrica los casos más destacables son la energía hidráulica y la eólica, y en el ámbito de los usos térmicos, la biomasa. Además, la prospectiva realizada indica que otras tecnologías renovables pueden llegar a esa situación en los próximos años. Algunas en el período de aplicación de este plan y otras en la década siguiente.

Por lo tanto, las energías renovables también van a contribuir al tercer eje de la política energética, al mejorar la competitividad de nuestra economía según las distintas tecnologías renovables vayan consiguiendo esta posición competitiva.

Pero además de analizar la influencia de las energías renovables sobre nuestra economía considerando que la energía es un factor de coste de las actividades productivas, también hay que tener en cuenta la aportación del sector de las energías renovables a la economía desde el punto de vista de que es un sector productivo más, generador de riqueza y de empleo.

Teniendo en cuenta esto, la influencia de las energías renovables sobre la competitividad de nuestra economía es y será mucho más positiva.

La introducción de las energías renovables debe descansar en la optimización de nuestra demanda energética. Debemos ser capaces de desarrollarnos de una manera que provoque unas menores necesidades energéticas y debemos usar la energía (todas las fuentes energéticas a nuestra disposición) con la mayor eficiencia posible.

Si se utiliza menos energía se mejora nuestra seguridad de suministro, reducimos los impactos ambientales del sector energético, independientemente de las energías que utilicemos, y mejoramos nuestra competitividad económica al reducir uno de los factores de costes de nuestra economía.

Así, tal como propone la Directiva 2009/28/CE, de energías renovables, las propuestas del Plan de Energías Renovables se desarrollan en un escenario denominado de eficiencia energética adicional, entendiendo que los objetivos en eficiencia energética son consustanciales a los de energías renovables.

### **2.5.2. El marco de realización del Plan de Energías Renovables**

La COM (2006) 848, Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, *Programa de trabajo de la energía renovable. Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible*, concluyó que un objetivo del 20% para la cuota global de energía procedente de fuentes renovables y del 10% para las renovables en el transporte serían metas adecuadas y factibles, que necesitarían para ser alcanzadas de un marco de promoción que proporcionase a las inversiones estabilidad a largo plazo.

Esos objetivos se enmarcarían en el contexto, por una parte, de una mejora del 20% de la eficiencia energética hasta 2020 que se establecía en la COM (2006) 545, Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2006, *Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial*, que recibió el respaldo del Consejo Europeo de marzo de 2007, y por otra, de los compromisos de la Unión Europea en el ámbito de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que alcanzan a una reducción unilateral del 20% en 2020 ampliable al 30% en el contexto de un acuerdo global.

El Consejo Europeo de marzo de 2007 aprobó el objetivo obligatorio de alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020 y un objetivo vinculante mínimo del 10%, para todos los Estados miembros, con relación al porcentaje de biocarburantes sobre el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en 2020, condicionado a que la producción de estos sea sostenible (aspecto en el que incidieron los Consejos Europeos de marzo y junio de 2008).

Ese mismo Consejo Europeo de marzo de 2007 invitó a la Comisión a presentar una propuesta de directiva global sobre el uso de todas las fuentes de energía renovables, que podría contener criterios y disposiciones para garantizar la producción y el uso sostenibles de la bioenergía, propuesta que ésta presentó el 23 de enero de 2008 y que se aprobó el 23 de abril de 2009.

La Directiva 2009/28/CE asumió los objetivos energéticos citados anteriormente y requirió de los Estados miembros la redacción de Planes de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), que serían publicados en la plataforma de transparencia. Con fecha 30 de junio de 2010 el plan español fue enviado a la Comisión, en un esfuerzo paralelo a la realización del Plan de Energías Renovables 2011-2020, cuyos trabajos habían comenzado meses atrás.

En el curso de los mismos la Secretaría de Estado de Energía, a través del IDAE, contactó con todos los agentes relacionados en mayor o menor medida con lo dispuesto en el plan, de forma individual o a través de la formación de grupos de reflexión temáticos. Este proceso de consultas culminaría entre julio y septiembre de 2011 con la exposición a información pública del borrador del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 y de su informe de sostenibilidad ambiental.

### **2.5.3. Las energías renovables: el principal activo energético de España**

La evaluación del potencial total de cada fuente de energía renovable es una labor compleja dada la diversa naturaleza de estos recursos.

Para la elaboración del PER 2011-2020 se realizaron un buen número de estudios para evaluar el potencial de la mayor parte de las energías renovables. Entre ellos, cabe destacar la realización del mapa eólico de España, el estudio realizado para evaluar los potenciales de la biomasa mediante un Sistema de Información Geográfica, los estudios realizados para las distintas tecnologías solares y el estudio del potencial de energía de las olas en España, realizado por primera vez a nivel nacional.

La principal conclusión de estos estudios es que el potencial de las energías renovables en España es amplísimo y muy superior a la demanda energética nacional y a los recursos energéticos de origen fósil existentes. Las energías renovables son el principal activo energético de nuestro país.

El potencial de la energía solar es el más elevado. Expresándolo en términos de la potencia eléctrica instalable, resulta ser de varios TW<sup>13</sup>. En segundo lugar está la energía eólica, con un potencial evaluado en unos 340 GW<sup>14</sup>. El potencial hidroeléctrico, evaluado en unos 33 GW también es muy elevado, si bien la mayor parte de este potencial ya ha sido desarrollado. El resto de tecnologías acredita un potencial cercano a los 50 GW, destacando el potencial de las energías de las olas y de la geotermia, del orden de los 20 GW en ambos casos.

La comparación de estos valores de potencial de generación eléctrica, expresados en términos de potencia eléctrica, con el pico máximo de demanda de electricidad en el horizonte del año 2020, previsto en unos 66 GW, permite evaluar la dimensión del potencial de las energías renovables en España.

En el ámbito de los usos térmicos, el potencial también es muy elevado, destacando el potencial superior a los 20 Mtep<sup>15</sup> de la biomasa, el potencial superior a los 15 Mtep de la solar térmica o los 12 Mtep de la geotermia. A diferencia del caso eléctrico, los potenciales en el ámbito térmico están estrechamente relacionados con la demanda de

---

<sup>13</sup> Teravatio (TW): Un billón de vatios

<sup>14</sup> Gigavatio (GW): Mil millones de vatios

<sup>15</sup> Mtep: Millones de Toneladas equivalentes de petróleo

energía térmica, al no poder transportar la energía térmica a grandes distancias como en el caso eléctrico.

#### **2.5.4. Objetivos ambiciosos para 2020**

El desarrollo de las energías renovables en España empezó a obtener resultados positivos en los años 90, fruto de una política estratégica de promoción y apoyo a las energías renovables, alcanzándose un notable crecimiento en la segunda mitad de la pasada década, sobre todo en tecnologías de generación eléctrica como la eólica y solar fotovoltaica y en el consumo de biocarburantes.

La participación de las renovables en el consumo de energía primaria casi se ha duplicado desde 2004 hasta alcanzar el 11,3% a finales del 2010 y han convertido a España en uno de los países líderes en materia de energías renovables.

El volumen alcanzado por las energías renovables es ya muy importante y en la elaboración del PER 2011-2020 se analizaron en mayor profundidad las implicaciones de la implantación de estas energías en el diseño y gestión de las infraestructuras energéticas o en el equilibrio económico del sector eléctrico.

El objetivo mínimo obligatorio del 20% para la participación de las energías renovables en el consumo final de energía en España para el año 2020 era el punto de partida para la determinación del objetivo a proponer en el Plan de Energías Renovables. La coyuntura actual que atraviesa toda la economía mundial y la española y la necesidad de que el sistema energético integre de manera económicamente sostenible las energías renovables aconsejaba establecer un objetivo ajustado al mínimo obligatorio. Por todo ello, a finales de 2010 la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados, recomendó, en un documento aprobado con el apoyo de la mayoría de los grupos parlamentarios, que la participación de las energías renovables al 2020 fuera del 20,8%, que fue finalmente el objetivo recogido por este Plan y que suponía rebajar el 22,7%, notificado en junio de 2010 a la Comisión Europea en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER).

Se trataba de un objetivo global ambicioso para España, aunque posible de alcanzar desde la consideración de la eficiencia y las fuentes de energía renovables como

elementos estratégicos desde el punto de vista energético, económico, social, político y medioambiental.

### **2.5.5. Beneficios socio-económicos para España**

Las inversiones asociadas al plan a lo largo del período 2012-2020 se elevaban a 62.797 Millones de euros, dedicadas en un 89% a la generación de electricidad. Para estimular estas inversiones, el plan preveía unos costes para la Administración de 1.259 Millones de euros para todo el periodo, tanto en ayudas públicas a la inversión y a la ejecución de actuaciones diversas de información, difusión, estudios, etc., como en líneas de financiación pública. No obstante, la mayor parte de los costes provenían del sector privado, fundamentalmente de las primas asociadas al régimen especial de generación eléctrica, con un total acumulado en el período de 23.426 Millones de euros.

Un plan de estas características presentaba múltiples ventajas de muy diversa índole, entre las que cabe destacar las económicas, sociales y ambientales, que es preciso tomar en consideración para hacer un balance equilibrado de los efectos del plan. De éstas, hay algunas que tenían efectos económicos directos y que son cuantificables como los ahorros para el país que suponen la reducción de importaciones de gas natural, gasóleo o gasolina o la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Una evaluación de estos efectos alcanzaba una cifra superior a los 29.000 Millones de euros.

Por lo tanto, los beneficios económicos directos para el país derivados de la consecución de los objetivos establecidos en el PER 2011-2020 superaban los 4.000 Millones de euros acumulados en el período de aplicación del plan.

Hay otros impactos socioeconómicos beneficiosos derivados de la ejecución del plan de más difícil cuantificación pero que serán sin duda muy importantes. Por ejemplo, la creación de riqueza acumulada por los incrementos de contribución al PIB del sector de las energías renovables que se evaluaban en más de 33.000 Millones de euros a lo largo del período.

Es muy relevante también el beneficio derivado de la creación de empleo total vinculado a las energías renovables que en el año 2020 se estimaba en más de 300.000 empleos directos e indirectos. Otro efecto de difícil cuantificación pero sin duda muy importante era el reequilibrio de la balanza de pagos debido a las exportaciones de

tecnología derivadas de la posición de liderazgo de las empresas en algunos sectores renovables.

### **2.5.6. El cumplimiento de los compromisos ambientales**

Desde el punto de vista medioambiental, el uso y fomento de las energías renovables presentaba una serie de ventajas evidentes frente a las energías convencionales, como la minoración, reversibilidad y sencillo restablecimiento de los impactos generados y la minimización de emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero. En un escenario en el que se frenara abruptamente el desarrollo de las energías renovables no sólo se potenciarían los impactos medioambientales por las nuevas instalaciones basadas en combustibles fósiles, sino que significaría un retroceso en la lucha contra el cambio climático, haciendo insostenible nuestro actual modo de vida.

En materia medioambiental, además, cabe destacar que el Plan de Energías Renovables era el primero en España para el que se había llevado a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica. Este proceso representaba un instrumento de integración del medio ambiente en las políticas sectoriales para garantizar un desarrollo que permitiera afrontar los grandes retos de la sostenibilidad como son el uso racional de los recursos naturales, la prevención y reducción de la contaminación, la innovación tecnológica y la cohesión social.

En este sentido, el plan se acompañaba de un Informe de Sostenibilidad Ambiental que identificaba, describía y evaluaba los potenciales efectos significativos sobre el medio ambiente, concretando las propuestas preventivas y correctoras –a escala general, en función de los posibles impactos sobre los medios físico, biótico y socioeconómico–, para acotar los impactos del plan sobre el medio ambiente y su sistema de seguimiento.

El proceso de la evaluación ambiental estratégica culminaba con la elaboración de una memoria ambiental conjunta que contenía una serie de determinaciones ambientales con el objeto de facilitar la consecución de los objetivos ambientales establecidos, la integración de los aspectos medioambientales en el PER, y que dicho plan no tuviera repercusiones negativas sobre el medio ambiente.

Se estimaba que gracias a la incorporación de nuevas instalaciones de energías renovables durante el período de aplicación del PER 2011-2020, se producirían



importantes ahorros de emisiones de CO<sub>2</sub>. Aplicando una metodología propia del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, basada en la comparación de emisiones de las tecnologías de referencia, se estimaba una reducción de emisiones acumulada en España en el período de aplicación del plan superior a los 170 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

### **2.5.7. Participación de las energías renovables en la generación eléctrica**

Las tecnologías de generación eléctrica con energías renovables, en general, se han desarrollado en España con mayor velocidad que las orientadas a usos térmicos, principalmente por haber podido acceder a unos sistemas de apoyo adecuados, que se han mantenido durante un largo período. Esto ha permitido que algunas tecnologías eléctricas ya presenten un buen grado de competitividad en costes respecto a las tecnologías que utilizan fuentes convencionales. Esta situación, relativamente mejor en cuanto a evolución tecnológica y costes, justificaba que el PER 2011-2020 asignara a este grupo de tecnologías el mayor esfuerzo para el cumplimiento del objetivo final.

Efectivamente, plantear el objetivo del 38,1% en la generación bruta de electricidad mediante energías renovables era un objetivo ambicioso pero factible por la rápida evolución tecnológica experimentada en la última década. Esta cantidad representaba el 61% de objetivo total del plan.

Desde un punto de vista sectorial, el plan planteaba la necesidad de explotar en lo posible el potencial todavía disponible de energía hidroeléctrica. Cabe subrayar el desarrollo esperado de la potencia instalada de bombeo, cuyo incremento se considera que será un factor esencial de cara a facilitar la integración en la red de las energías renovables, aunque esta tecnología no se considere una tecnología de generación eléctrica. Se continúa apostando por la tecnología eólica terrestre, ya madura y muy cercana a la competitividad con la generación eléctrica convencional, con un objetivo de 35 GW. Asimismo, se esperaba un desarrollo progresivo de la eólica marina, especialmente al final de la década.

Respecto a las tecnologías solar fotovoltaica y solar termoeléctrica se preveía un incremento significativo, que en conjunto las llevará hasta los 12 GW, bastante equilibrado entre ambas en cuanto a producción energética, con un gran incremento del aporte energético al balance eléctrico español.

Para la biomasa, teniendo en cuenta la abundancia del potencial disponible y el desarrollo previsto de la cogeneración con esta tecnología, se estimaba que en 2020 la potencia instalada sería unas dos veces y media la existente a finales de 2010.

Con el objetivo de conseguir un desarrollo proporcionado de toda la cesta de tecnologías renovables, el plan preveía que ya en la segunda mitad de la década se empezara a incorporar tecnologías como la geotermia o las energías del mar, de cara a preparar su progresiva maduración durante la siguiente década 2020–2030.

El apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, en instalaciones conectadas al sistema eléctrico, se ha basado y se continuará basando en el período de aplicación del plan, en un marco jurídico que permita priorizar el aprovechamiento de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y en un marco económico estable y predecible que incentive la generación a partir de tales recursos, al tiempo que permita que las inversiones asociadas obtengan unas tasas razonables de rentabilidad.

Este sistema ha demostrado un alto grado de eficacia en el desarrollo de la generación de electricidad con renovables, tanto en España como internacionalmente. El plan proponía que el futuro sistema de apoyo a la generación de electricidad de fuentes renovables tuviera como base los principios citados, arbitrando los mecanismos necesarios para conjugar las mejoras tecnológicas y la evolución de los mercados con los incentivos para la producción de electricidad procedente de fuentes renovables.

#### **2.5.8. Balance económico del sistema eléctrico**

La evaluación del impacto económico de los objetivos propuestos en el plan (PER 2011-2020) sobre el sistema eléctrico partía de la hipótesis de que la tecnología del ciclo combinado de gas natural sería la tecnología de orden de mérito dominante y que sus costes de entrada serían un estimador razonable del precio del mercado eléctrico. A partir de esta aproximación se elaboró una estimación del precio del mercado eléctrico que aumentaría hasta los 73,2 euros/MWh en el año 2020 (en cifras constantes de 2010).

Por otro lado, del estudio de prospectiva tecnológica realizado para la elaboración del PER 2001-2020, se desprendía que la mayoría de las tecnologías de energías renovables experimentarían reducciones importantes en sus costes que las acercarían a una situación de competitividad respecto del mercado eléctrico. Algunas tecnologías como

la hidráulica, la biomasa o la eólica terrestre, ya más maduras, experimentarían reducciones modestas o muy pequeñas mientras que otras tecnologías que eran más incipientes, como la solar fotovoltaica, la solar termoeléctrica o la energía de las olas, presentarían importantes reducciones de sus costes en los próximos años, que las acercaría con decisión a la competitividad.

Estas tendencias contrapuestas, costes de las energías renovables a la baja y precio del mercado eléctrico al alza, implicaban que los costes añadidos al sistema eléctrico debidos a la introducción de las energías renovables se reducirían a lo largo del período. Analizando los costes globales de este apoyo, se observaba que éstos aumentarían un 20% en el período 2010-2020.

Sin tener en cuenta el sector hidroeléctrico adscrito al régimen ordinario, puesto que percibía el precio del mercado eléctrico, el plan proponía un aumento del 87% de la potencia eléctrica instalada con energías renovables y un aumento del 100% de la producción pero, en cambio, sólo se preveía un aumento de los costes del 20%.

Además, analizando el impacto que estos costes añadidos al sistema provocarían sobre los costes totales del sistema eléctrico y, por extensión, sobre el precio de la electricidad, resultaba que este impacto se reducía del 17% en 2010 hasta un 13% en el año 2020.

Es importante señalar que dado el escenario de precios de la energía elaborado, los costes de la energía tendrían un peso cada vez mayor en la estructura de costes del sistema eléctrico, pasando de un 41% en 2010 a un 57% en 2020. Este cambio se producía porque los costes de acceso tendrían un comportamiento estable mientras que los costes de la energía tendrían una tendencia al alza.

### **2.5.9. Esfuerzo en el sector de los transportes**

El sector de los transportes era y es el mayor consumidor de energía final en España, representando aproximadamente el 40% del total. El transporte por carretera es el responsable del 80% de este consumo. Además, este sector depende en su práctica totalidad del consumo de derivados del petróleo (en torno al 98%), representando la mayor parte de todas las importaciones anuales de crudo. Esta elevada dependencia del consumo de productos derivados del petróleo le confiere la responsabilidad de la cuarta parte de las emisiones totales en España de CO<sub>2</sub>, principal gas de efecto invernadero.

Por todo ello, resulta indispensable el planteamiento de políticas y estrategias encaminadas a la mejora de la competitividad y sostenibilidad del sector.

En este sentido, en el marco de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y del Plan de Acción 2008-2012 (IDAE, 2007) se proponían actuaciones orientadas a promover el cambio modal, potenciando el transporte ferroviario tanto de viajeros como de mercancías.

Asimismo merecía especial mención el compromiso del Gobierno con el impulso al desarrollo e implantación del vehículo eléctrico en España, mediante la Estrategia de Impulso del Vehículo Eléctrico 2010-2014 (MINETUR, 2010). Aunque los resultados actuales reales no han cumplido las expectativas previstas.

Los biocarburantes tendrían un papel fundamental para la consecución de los objetivos en este ámbito ya que supondrán la principal aportación de las fuentes renovables en el transporte, alcanzando en 2020 un 9,2% del consumo total de energía en dicho sector, cuando la aportación en conjunto de las energías renovables se situará en el 11,3%.

Los biocarburantes constituyen la principal alternativa ya disponible a los carburantes de origen fósil con presencia significativa en el mercado. Además de reducir la dependencia energética y ayudar a combatir el cambio climático, presentan otras ventajas, como su contribución al desarrollo del medio rural.

Por todo ello desde las Administraciones se ha ido consolidando durante estos años un marco de apoyo al sector productor nacional mediante disposiciones como la tributación a tipo cero en el impuesto especial de hidrocarburos y, en España, se ha implantado la obligación de uso de biocarburantes en el transporte, que será la principal herramienta para asegurar la contribución de los biocarburantes a la consecución de los objetivos fijados en este plan.

Una exigencia añadida a las empresas de este sector, que emana de la Directiva de energías renovables, es que debían acreditar que la producción se hace de forma sostenible a lo largo de toda su cadena de valor.

La búsqueda de nuevas materias primas que sean compatibles con las actuales y futuras tecnologías de conversión, como es el caso de la utilización de materiales

lignocelulósicos, era y es un área de trabajo de gran actividad. En lo que se refiere a los procesos de conversión, la hidrogenación de grasas y la producción de alcoholes y BtL<sup>16</sup> por vía bioquímica o termoquímica se buscaba acortar los plazos para su disponibilidad comercial. En cuanto a los mercados, los objetivos eran expandir la presencia en el tradicional mercado de la automoción así como introducirse en áreas nuevas como la aviación.

Algunas de las propuestas previstas en el PER 2011-2020, como la obligación de comercializar mezclas etiquetadas o el desarrollo de especificaciones para esas mezclas, se dirigían a consolidar y ampliar el mercado. Otras, como los programas de desarrollo agro-energético y tecnológico, buscaban reforzar el liderazgo de nuestro país en el ámbito de la innovación, que es la auténtica clave para entender el futuro de este sector.

#### **2.5.10. El sector de los edificios**

El sector de los edificios (residenciales o comerciales) era y es el mayor consumidor de energía y el mayor emisor de CO<sub>2</sub> de la UE, responsable de un 40% del consumo de energía final y de las emisiones de CO<sub>2</sub> aproximadamente. Esto convierte a los edificios en un campo estratégico de actuación, siendo vital establecer estrategias de mejora de la eficiencia energética y de fomento de las energías renovables.

Por otro lado, el desarrollo tecnológico de las aplicaciones térmicas con energías renovables (biomasa, energía solar térmica, geotermia y aerotermia) había despegado en los últimos años, contando con un amplio abanico de posibilidades para su integración en la edificación.

Por ello, estas fuentes de energía eran un elemento clave en los edificios para alcanzar los requisitos mínimos de eficiencia energética y más aún si éstos tenían que evolucionar hacia un consumo energético casi nulo en el futuro. Conceptualmente, los edificios estaban empezando a pasar de ser un consumidor de energía a un productor-consumidor de energía, que podía ser autosuficiente e incluso excedentario.

Para que el sector de la edificación jugara un papel importante en el fomento de las energías renovables era necesaria la implicación de distintas administraciones que, impulsaran su uso en los edificios públicos y redes urbanas de climatización, y

---

<sup>16</sup> BtL: “Biomass-to-Liquids”

modificaran las normas y códigos del sector incluyendo las fuentes de energía renovable.

El desarrollo del mercado de las empresas de servicios energéticos en los edificios podía ser un estímulo muy eficaz para la introducción de las energías renovables en los edificios, ofreciendo productos de calidad que den seguridad a los usuarios.

La modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE)<sup>17</sup> era la principal actuación propuesta en el plan para impulsar las energías renovables en los edificios. Este impulso normativo y reglamentario, además de una aportación solar para agua caliente sanitaria, incluiría la obligación de una contribución renovable mínima para usos térmicos en los edificios de nueva construcción o que se rehabiliten, de forma que una parte de sus necesidades previstas de calefacción, agua caliente sanitaria o climatización se cubriese mediante distintas opciones posibles de energías renovables.

También se proponía el establecimiento de mecanismos legales para que las redes de calor y frío tengan prioridad sobre otros sistemas de abastecimiento, siempre que se verifique que sean técnicamente posibles y económicamente viables para todos los agentes involucrados, como una vía imprescindible para acercar las energías renovables a los ámbitos urbanos en los que la densidad edificatoria y otros condicionantes propios de estas zonas dificultan su implantación.

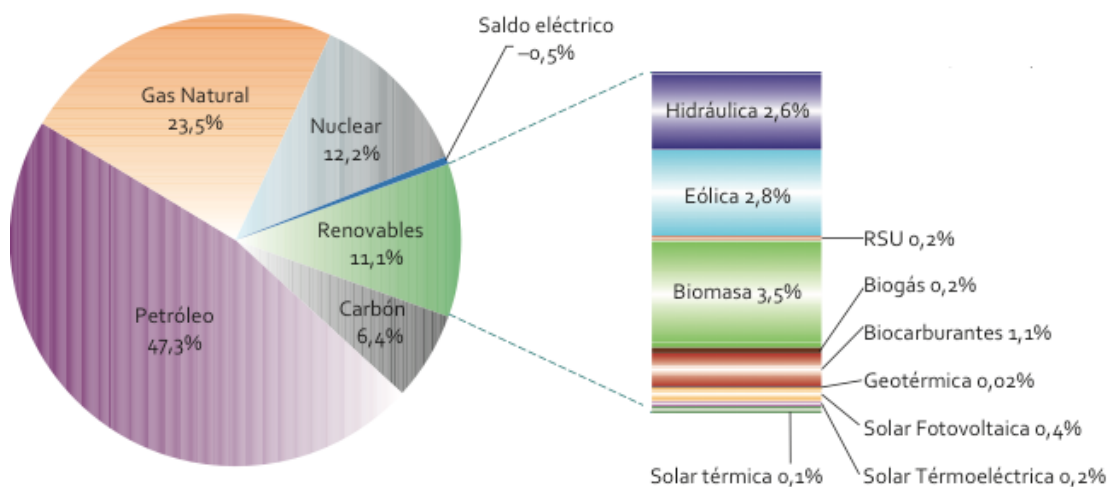
---

<sup>17</sup> Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

## 2.6. Las Energías Renovables en España en 2010

El cierre de datos provisionales del año 2010 mostraba que el consumo de energía primaria se incrementó en un 1,2% con respecto al año anterior, mientras que el consumo primario de energías renovables creció en un 21% -cerca de 2.500 ktep-. Con un consumo de 14,7 millones de tep en 2010, las energías renovables continuaban la tendencia del año anterior, aumentado en términos absolutos en un escenario de estabilidad de los consumos primarios contribuyendo en cerca de un 11,1% a satisfacer las necesidades de energía primaria (véase Figura 6), casi dos puntos porcentuales más que en 2009. Asimismo, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final, nuevo indicador de contribución de las energías renovables de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, alcanzó en 2010 un 13,2%.

**Figura 6. Consumo de Energía Primaria 2010.  
Contribución por fuentes energéticas**



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2011)

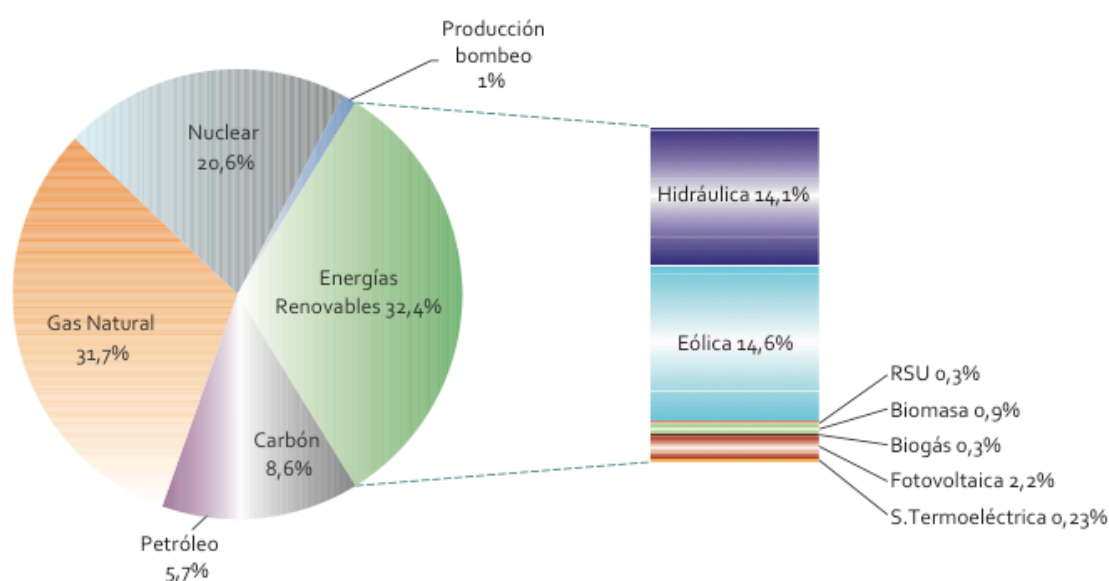
Con respecto a la generación eléctrica, la producción bruta de las energías renovables fue de 97.406 GWh, contribuyendo al 32,4% de la producción total del año 2010, excluyendo la producción eléctrica derivada de las instalaciones de bombeo. Con respecto al año anterior, la producción bruta renovable se había incrementado en un 31%, pese a la práctica estabilización de la demanda eléctrica en 2010 con respecto a 2009, un 1,5% de incremento. Este hecho constataba y confirmaba de nuevo a las energías renovables como una de las fuentes energéticas predominantes en la aportación

al balance eléctrico anual, sobrepasando a la aportación de origen nuclear, 20,6%, y por primera vez superando a la producción eléctrica con gas natural, 31,7%.

Dentro de la producción eléctrica renovable el 88% fue aportado por las energías hidráulica y eólica. Debe destacarse que la hidraulicidad en 2010 fue superior a la de 2009, duplicándose la producción eléctrica de origen hidráulico. No obstante, pese al buen año hidráulico que supuso 2010, fue la energía eólica la que sostuvo superior aportación en comparación con la hidráulica, 45% frente a 43%. La energía eólica había experimentado en 2010 un incremento, en términos de producción, de más de un 15% con respecto al año anterior, como consecuencia, en parte, de su continuo aumento de potencia instalada.

Eran importantes los avances en la gestión de la producción eléctrica de las fuentes renovables mencionadas. La eólica e hidráulica total cubrían respectivamente un 14,6% y un 14,1% del total de la demanda eléctrica en 2010 (véase Figura 7). Las mayores exportaciones y el funcionamiento de las plantas de bombeo hidráulico, hacían posible que en picos de mayor producción eléctrica renovable, dicha producción mejorara su capacidad de gestión, alcanzando cifras mayores del 50% de cobertura de la demanda eléctrica nocturna, concretamente para el caso de la eólica tanto para 2010 como para el 2009.

**Figura 7. Estructura de Generación eléctrica 2010**



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2011)

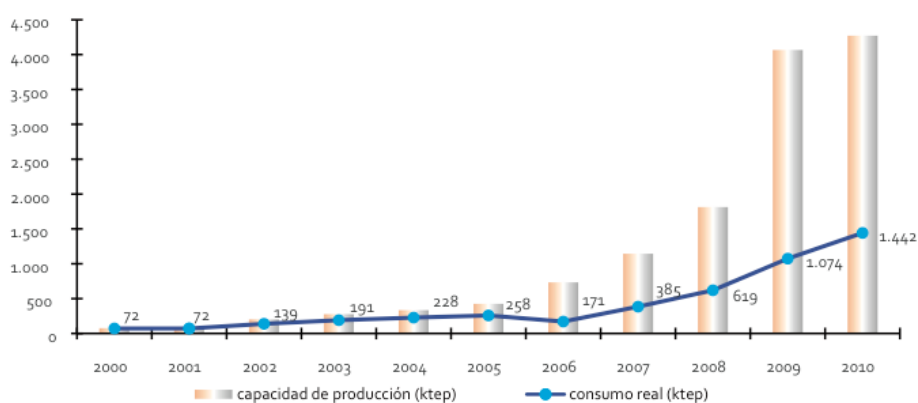


Adicionalmente, dentro del total de la demanda eléctrica renovable, cabía destacar especialmente los aumentos de las producciones derivadas de las tecnologías solares, habiéndose incrementado en un 18% la producción eléctrica en su conjunto. Dentro de éstas, sobresalía un año más el crecimiento relativo de la tecnología solar térmica de alta temperatura, cuya producción eléctrica fue cinco veces superior a la de 2009. Confirmando los pronósticos realizados sobre el desarrollo previsto para las tecnologías solares termoeléctricas en los próximos años, se registraba su incremento de capacidad de 400 MW en 2010, alcanzando un total de 682 MW instalados a finales de año, capacidad diez veces mayor a la existente en el año 2008.

Para finalizar con las tecnologías solares, y respecto al área fotovoltaica siguiendo los incrementos marcados por los cupos de preasignación, su contribución al balance eléctrico en 2010 fue de un 8,9% con respecto a 2009.

Dentro de la actividad de las energías renovables en 2010, también merecía mención los progresos realizados en el consumo de biocarburantes (véase Figura 8), incrementándose en un 34% con respecto a 2009, y de esta manera manteniendo un crecimiento más sostenido que el de dicho año anterior, 73% de incremento en 2009/2008. Así, el consumo alcanzado en 2010 fue de 1.442 ktep.

**Figura 8. Evolución del consumo y la capacidad de producción de biocarburantes**



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2011)

En cuanto a la capacidad de producción de biocarburantes en España, ésta volvió a ser una de las protagonistas que había caracterizado los avances de las energías renovables en nuestro país en los últimos años, creciendo a un 50% de tasa media anual entre 2000-2010. En este último año 2010, las plantas de biocarburantes de nuestro país

alcanzaron una capacidad de producción anual de alrededor de 4.271 ktep, a pesar de que en este año se había registrado la parada de dos plantas de producción de biodiesel.

El consumo de energías renovables en nuestro país, como consecuencia de las diferentes políticas de intensificación de estas energías, venía mostrando desde hace una década una tendencia creciente, únicamente interrumpida en aquellos años especialmente secos.

Así, cabía destacar que, aún bajo un marco de estabilidad del consumo primario total, el año 2010 había conseguido alcanzar un abastecimiento de la demanda con energías renovables de más de 14,6 millones de tep, un 21% mayor que en el año anterior.

Entrando en esta visión de conjunto con respecto a la producción con fuentes de energías renovables, se destacaba que tanto la producción de las áreas eléctricas como térmicas, seguía aumentando un año más con respecto al anterior.

**Tabla 3. Producción con fuentes renovables en 2010**

Producción con energías renovables en 2010				
Producción en	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Provisional 2010) (ktep)	Producción en términos de Energía Primaria (Año Medio) (ktep) <sup>(1)</sup>
<b>Generación de electricidad</b>				
Hidráulica (> 50 MW) <sup>(2)</sup>	11.792	27.156	2.175	1.876
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	3.087	10.450	837	531
Hidráulica (< 10 MW)	1.926	4.719	378	513
Biomasa	572	2.703	915	1.529
R.S.U.	115	663	213	312
Eólica	20.203	43.784	3.765	4.170
Solar fotovoltaica	3.642	6.495	558	470
Biogás	177	745	193	330
Solar termoeléctrica	682	691	273	695
<b>TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS</b>	<b>42.197</b>	<b>97.406</b>	<b>9.307</b>	<b>10.427</b>
<b>Usos térmicos</b>		m <sup>2</sup> Solar t. baja temp.		(ktep)
Biomasa			3.691	3.691
Biogás			34	34
Solar térmica de baja temperatura	2.364,568		183	183
Geotermia			21	21
<b>TOTAL ÁREAS TÉRMICAS</b>			<b>3.929</b>	<b>3.929</b>
<b>Biocarburantes (Transporte)</b>				
<b>TOTAL BIOCARBURANTES</b>			<b>1.442</b>	<b>1.442</b>
<b>TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES</b>			<b>14.678</b>	<b>16.479</b>
<b>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)</b>			<b>132.123</b>	<b>132.123</b>
<b>Energías Renovables/Energía Primaria (%)</b>			<b>11,1%</b>	<b>12,0%</b>

<sup>(1)</sup> Datos de 2010, provisionales. Para las áreas eléctricas, se incluye la producción correspondiente a un año referencia de acuerdo a las horas medias y rendimientos considerados en el PER 2005-2010. Se consideran para ello las potencias en servicio a 31 de diciembre.

<sup>(2)</sup> No incluye la producción con bombeo.

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2011)

En la Tabla 3, se muestra que el agregado de las áreas eléctricas llegó a producir cerca de 9,3 millones de tep. Por su parte, el conjunto de las áreas térmicas alcanzó cerca de 4 millones de tep de producción térmica, siendo la biomasa de usos térmicos el área de mayor contribución con 3,7 millones de tep.

Por otra parte, si 2010 se hubiera caracterizado por ser un año tipo medio, el consumo de energías renovables habría superado los 15,7 millones de tep, alcanzando así el objetivo de consumo primario de las fuentes renovables previsto en el PER 2005-2010 del 12%.

El objetivo del anterior Plan de Energías Renovables 2005-2010 en el año 2010 era de un 12% de contribución de las energías renovables sobre el consumo primario total. El 12% suponía un objetivo de energías renovables que comprometía alcanzar los 20 millones de tep de producción renovable, sobre un total de 168 millones de tep de consumo de energía primaria.

Cabía mencionar que el objetivo se estableció en base a una previsión de consumo de energía previsto en 2010, que había divergido con respecto al consumo primario total registrado ese año. Finalmente, el consumo de energía primaria real en 2010 ascendió a 132 millones de tep, cuyo 12% supone 15,8 millones de tep. Bajo la hipótesis de producción energética en un año medio<sup>18</sup>, en 2010 se habría alcanzado el umbral de los 15,8 millones de tep con renovables, cifra del objetivo del PER 2005-2010.

La Figura 9 presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990-2010, mostrando la tendencia creciente de consumo de energía primaria para estas tecnologías. A su vez, muestra los objetivos de consumo primario del PER 2005-2010.

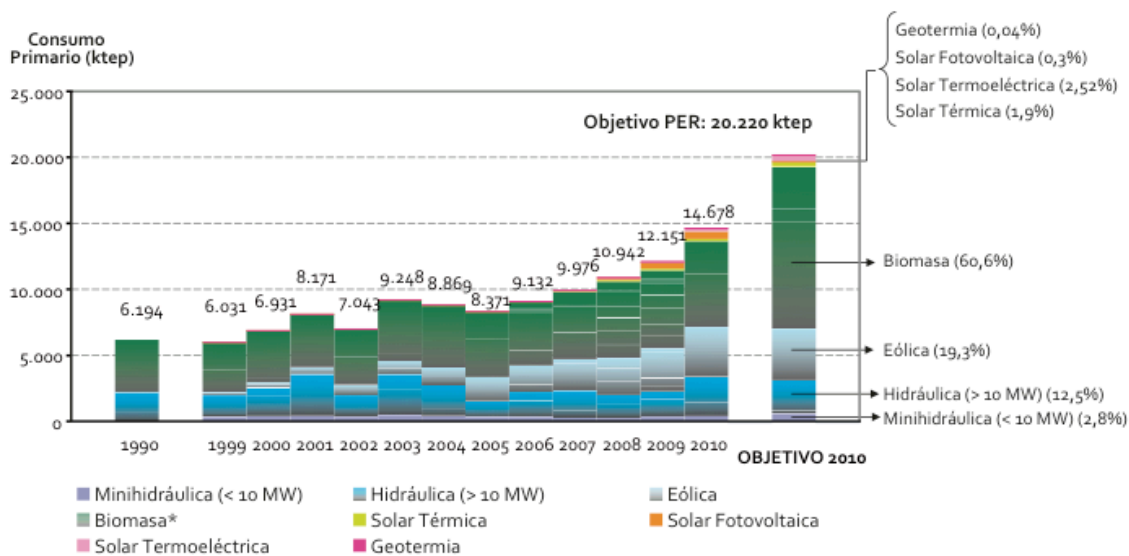
A modo de balance, cabe destacar que el conjunto de la biomasa, biogás, RSU y biocarburantes destacaba por su mayor aporte sobre el total del consumo primario a lo largo del periodo, seguido de la eólica y la hidráulica, en dicho orden.

Dentro de las aportaciones a la contribución renovable, el conjunto formado por la biomasa, biogás, RSU y biocarburantes, obtenían un 44% de participación, comparado con el 60% previsto.

---

<sup>18</sup> Año medio: «año de referencia tipo» definido en el PER 2005-2010, de acuerdo a las horas medias de funcionamiento y rendimientos considerados en el Plan.

**Figura 9. Evolución del consumo de energías renovables**



Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2011)

Le sucedía la energía eólica, que había alcanzado el 26% de contribución, siete puntos porcentuales más que su participación inicialmente definida (19,3%). La energía eólica era un caso exitoso de cumplimiento también por sus objetivos en potencia instalada, habiendo alcanzado a 31 de diciembre de 2010 los 20 GW de capacidad; su objetivo inicial en el Plan.

En tercer lugar, la energía hidráulica había colaborado con el 23% de contribución renovable, un resultado mayor que el previsto (15,3%, hidráulica más minihidráulica) gracias en parte, a la bondad del año hidráulico 2010.

Finalmente, las áreas restantes como las tecnologías solares y geotermia, alcanzaban contribuciones similares a la previsión del PER (por debajo del 2%); excepto la solar fotovoltaica, que se desmarcaba con un 4% de contribución al porcentaje de renovables 2010.

Los objetivos del ya finalizado Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 suponían mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010. Asimismo, el PER 2005-2010 incorporó otros dos objetivos para el año 2010: 29,4% mínimo de generación eléctrica con renovables sobre el consumo nacional bruto de electricidad y 5,75% mínimo (5,83% en el desarrollo

normativo posterior) de biocarburantes en relación con el consumo de gasolina y gasóleo en el transporte.

## **2.7. Impacto de las Energías Renovables en la Economía Española**

Debe destacarse que en los últimos años el Sector de las Energías Renovables ha jugado un papel relevante en la economía española, tanto por los volúmenes de negocio alcanzados, como por el arrastre que tiene en otras actividades.

Su presencia es cada vez más importante en los mercados de energía, y contribuye decisivamente en la consecución de los objetivos de política energética ligados a la reducción de la dependencia de terceros países en esta materia y en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta relevancia se manifiesta en el impacto económico y social de esta industria que, en algunos casos, ha supuesto la aparición de actividades industriales de fabricación de equipos y componentes de vanguardia a nivel mundial.

En 2009, la evolución del sector en España se ha visto influenciada por la incertidumbre generada a partir de la publicación del Real Decreto-ley 6/2009<sup>19</sup>, así como por los efectos de la crisis económica y la aparición de nuevos competidores internacionales con estructuras de costes más competitivas.

En términos de su contribución al PIB, el Sector de las Energías Renovables ha crecido, aunque la evolución de las tecnologías del Sector de las Energías Renovables ha seguido trayectorias muy diferentes:

La **eólica**, **hidráulica** y **biomasa** han experimentado caídas importantes en términos de su contribución al PIB: 16%, 5% y 4% respectivamente.

A pesar de que estas tecnologías aumentaron la energía generada (14,7% la eólica, 12,4% la hidráulica y 7,2% la biomasa), al reducirse de manera más pronunciada el precio medio de la electricidad en el mercado mayorista (pasó de 64,43 €/MWh a 36,96 €/MWh), se produce una reducción en los ingresos de los productores de energía.

Al mismo tiempo, la actividad industrial se ha visto afectada por los factores enunciados anteriormente: incertidumbre generada por los procesos de cambio en el marco regulatorio, la crisis económica y la aparición de nuevos competidores.

---

<sup>19</sup> Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

La **geotérmica de alta entalpía**, la **geotérmica de baja entalpía**, la **marina**, la **minieólica** y la **solar termoeléctrica** han crecido en términos reales durante el 2009, principalmente como consecuencia del desarrollo tecnológico en el caso de las cuatro primeras, y de un proceso de instalación de potencia y puesta en marcha de centrales en el caso de la termoeléctrica.

Los **biocarburantes** y la **solar fotovoltaica** han incrementado su contribución al PIB de manera muy relevante; no obstante, su aportación se deriva de la venta de combustibles y de la comercialización de la energía, sin representar un crecimiento industrial ni generación de empleo asociado a estos incrementos.

En el primero de los casos, el crecimiento de la contribución al PIB refleja el aumento de la penetración de los biocarburantes como consecuencia de la aplicación de la normativa que obliga a su utilización. Durante 2009, prosigue el proceso de sustitución de diesel y gasolina por biodiesel y bioetanol: el aumento del consumo es de un 157,1% y un 22,1% respectivamente.

Sin embargo, al existir una significativa infrautilización de la capacidad instalada en España, y siendo una parte relevante de los biocarburantes consumidos, importados de terceros países, las fábricas españolas presentan niveles de actividad bajos, por lo que algunas de las empresas del sector de la fabricación de biocarburantes incurren en pérdidas.

Permitir la entrada de producto extranjero, fundamentalmente biodiesel que compite en muchos casos mediante el ejercicio de prácticas comerciales desleales, supone que el desarrollo de la industria nacional es mucho menor al previsto, a pesar de contar con la capacidad de suministrar completamente la demanda de estos productos en España.

Por otra parte, en el caso del bioetanol, una parte importante de la producción es exportada a terceros países.

Uno de los objetivos de política energética perseguido por la normativa no se ha conseguido plenamente, ya que solamente una fracción de la dependencia energética de terceros países se ha paliado, al producirse en España sólo una parte de los biocarburantes consumidos.

La importación de biocarburantes del extranjero ha producido un efecto sustitución y un desplazamiento de proveedores de productos petrolíferos hacia proveedores de biodiesel y bioetanol (países con situación geopolítica diferentes).

En el caso de la fotovoltaica, la entrada en funcionamiento de la potencia instalada en 2008 supone un aumento importante de la contribución al PIB de los productores de energía (las ventas se incrementaron un 136,7%).

Sin embargo, el escaso aumento de potencia registrado en nuestro país en 2009 (un 1,1% respecto al año anterior), paliado levemente por un incremento de las exportaciones y actividad de nuestros agentes en otros países, supone que las actividades industriales de este sector están en recesión durante 2009 (una caída aproximada de un 31,1%).

El impacto en el empleo es muy fuerte, habiéndose eliminado más de 15.000 empleos (directos e indirectos) solamente en esta tecnología.

En la presente investigación se evalúa cuantitativamente, con datos de 2010, el impacto derivado del desarrollo de las Energías Renovables en España en los últimos años desde diferentes puntos de vista: económico y social, medioambiental, política energética y otras externalidades.

#### **A) Económico y social**

La contribución directa del Sector de las Energías Renovables al PIB de España en términos nominales y reales desde tres perspectivas: valor añadido aportado por cada actividad, demanda final y retribución de los factores de producción.

Las exportaciones e importaciones del Sector y relevancia de nuestras empresas a nivel internacional.

El impacto indirecto en el resto de la economía por efecto arrastre cuantificado a partir de un modelo input-output.

Los impuestos y tasas satisfechos por el Sector (nacionales, autonómicos y locales).

El desarrollo tecnológico: relevancia de la industria en inversiones en I+D+i.



La creación de empleo directo e inducido por el Sector.

### **B) Medioambiental**

La contribución de las energías renovables a evitar las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros gases nocivos.

### **C) Política energética**

La contribución de las energías renovables en términos de dependencia energética: sustitución de importaciones de carbón, gas natural y derivados del petróleo.

### **D) Otras externalidades**

De acuerdo con estudios en los que existe un amplio consenso científico, el alcance del análisis del impacto económico de las energías renovables en España, incluye los siguientes subsectores: Biocarburantes, Biomasa, Eólica, Geotérmica (alta/baja entalpía), Marina, Minieólica, Minihidráulica, Solar Fotovoltaica y Solar Termoeléctrica.

Adicionalmente, se incluyen en la investigación los siguientes análisis:

- La cuantificación económica, de acuerdo con un muestreo estadístico, del esfuerzo que han realizado los promotores de Energías Renovables para conectar sus instalaciones a la red.
- Una evaluación comparativa entre los objetivos establecidos por el Plan Nacional de Energías Renovables, las directrices de la política energética comunitaria y la viabilidad técnico-económica de las mismas.
- La cuantificación del ahorro que se produce en el mercado mayorista de la electricidad derivado de la existencia de las energías renovables.
- La evaluación que tendrá en la penetración de las energías renovables la transposición de la normativa comunitaria de eficiencia energética en edificios.
- La valoración económica que supone en el coste de aprovisionamiento energético la penetración de las energías renovables en 2020.

- La evaluación del impacto que tendría el aumento de la penetración de las Energías Renovables en las pérdidas técnicas del sistema eléctrico.

En este sentido, como resultado de la investigación se puede concluir que en la pasada década las Energías Renovables se han convertido en una actividad muy relevante para la actividad económica española generando valor en todas las fases de la cadena de valor (producción de energía, desarrollo de instalaciones, fabricación de equipos y componentes,...). Su importancia se refleja en los siguientes datos:

- **La contribución total del Sector de las Energías Renovables al PIB es en 2010 de 8.525,6 millones de euros (0,81% del PIB de España)**, divididos en una aportación directa de 6.170,5 millones de euros, y una aportación indirecta por efecto arrastre en otros sectores de actividad por valor de 2.355,1 millones de euros.

Dicha actividad ocupa directamente a 59.303 personas y genera empleo inducido para 40.547 personas más, **lo que representa un total de 99.850 empleos atribuibles a la industria.**

- Sus exportaciones en 2009 ascienden a 3.024,6 millones de euros, poniendo de manifiesto la relevancia de las empresas nacionales.
- Al menos 118 empresas españolas del sector tienen en 2010 presencia destacada en el extranjero: la suma de los activos en el extranjero supera los 29.000 millones de euros. Esta situación refleja:
  - ✓ La competitividad de las empresas españolas que son capaces de desarrollar negocio en el exterior.
  - ✓ En algunos casos han tenido que desarrollar negocio en el extranjero al reducirse las oportunidades de negocio en España.

En la actualidad, muchas de las empresas españolas del sector gozan de una posición de liderazgo a nivel internacional y sus profesionales son reconocidos por su alta cualificación profesional.

Adicionalmente, las energías renovables han contribuido de manera importante a:

- Evitar importaciones de combustibles fósiles, reduciendo la dependencia energética de España, en 25,6 millones de tep en 2009 (alrededor de 2.137 millones de euros).
- Evitar emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmosfera en 2010:
  - ✓ Más de 28.559 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en la generación de electricidad (374,3 millones de euros de ahorro en derechos de emisión).
  - ✓ Alrededor de 2,8 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por el uso de biocarburantes.

Al evitar la emisión de estos gases contaminantes se produce un ahorro importante en atención sanitaria y mejora la calidad de vida de las personas.

- Reforzar la infraestructura de red: el esfuerzo total realizado por los promotores de energías renovables para conectar sus instalaciones en el periodo 2002-2009 es de 1.363 millones de euros. Parte de este esfuerzo ha servido para, además de conectar, reforzar la infraestructura de red existente, beneficiando al Sistema Eléctrico Español en su conjunto.
- Reducir el precio del pool marginalista de la electricidad: 4.835,7 millones de euros en 2009.

Sin embargo esta situación se ve empañada por:

- No haberse alcanzado los niveles de penetración de las energías renovables establecidos en el PER 2005-2010. A 31 de diciembre de 2009 sólo la energía fotovoltaica ha cumplido con el objetivo fijado y quizás, si se mantenía el ritmo de crecimiento histórico, también lo alcanzaría la energía eólica en 2010. El resto de tecnologías no han sido capaces de conseguir los objetivos establecidos para 2010.
- La falta de un marco regulatorio estable y previsible que ha supuesto incentivar la instalación rápida de algunas tecnologías para poder aprovechar

esquemas de retribución atractivos, no teniendo tiempo el sector industrial de responder a la elevada demanda creada (pérdida de oportunidad de desarrollo de sectores industriales avanzados) e introducir incertidumbre con respecto al desarrollo de proyectos de energías renovables y un tejido industrial de vanguardia.

- Las pérdidas de empleos que se han producido en el sector en el año 2009, más de 20.000 puestos de trabajo (incluidos empleos directos e inducidos). A pesar de que la contribución al PIB creció en un 28,1% con respecto de 2008, se destruye empleo debido a que el desarrollo de las infraestructuras de generación de electricidad con tecnología fotovoltaica no ha supuesto un desarrollo de la estructura industrial acorde con la potencia instalada: una vez instalada la potencia en 2008, desaparece la demanda de instalaciones y equipos.
- Por otra parte, aunque se ha comenzado a producir una sustitución importante de combustible tradicional para la automoción por biocarburantes, una parte relevante de las plantas españolas funcionan por debajo de su capacidad ya que importan biocarburantes de terceros países; algunas de estas importaciones se basan en prácticas de dumping.
- La crisis financiera, que unida a la falta de predictibilidad de la evolución del marco regulatorio, dificulta el acceso a la financiación a los agentes del sector: promotores y fabricantes.
- La existencia de barreras administrativas relativas a los procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias, por ejemplo la creación de los diferentes registros de pre-asignación, dificulta enormemente el desarrollo de nuevas instalaciones. La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables ha identificado a estos procedimientos como una de las principales barreras al desarrollo de las energías renovables e insta a los Estados Miembros a eliminarlas.
- Un caso particular son algunos de los concursos establecidos por las comunidades autónomas para adjudicar potencia a los promotores, ya que

dichos concursos en algunos casos suponen retrasos en el desarrollo de las instalaciones, un coste administrativo adicional a los promotores al tener que preparar las solicitudes y la necesidad de aumentar los rendimientos económicos de las instalaciones para poder financiar los planes industriales adicionales que suelen exigirse.

## **2.8. Evolución de los Costes de las Energías renovables**

Durante la primera mitad del año 2010, el IDAE, en colaboración con The Boston Consulting Group (BCG, 2011), desarrolla un estudio en detalle sobre la *Evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030*. Dicho estudio, que se enmarca dentro del conjunto de tareas requerido para elaborar el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 tiene un doble objetivo:

- Analizar en profundidad la situación actual de las distintas tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables y su actual estructura de costes.
- Realizar un análisis detallado de las posibilidades de evolución de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de las fuentes renovables y de los costes asociados hasta el año 2020, y de las principales posibles tendencias de las tecnologías y costes hasta 2030.

Las conclusiones del referido informe, relativas a la estructura de costes de las energías renovables y su evolución, son de utilidad en la actualidad para incorporar sus conclusiones en la elaboración de las estrategias competitivas del sector de la energía eólica de la investigación, ya que dicho informe y sus conclusiones siguen vigentes en una comparación con los datos reales del mercado actual y se trata de un completo estudio que se utiliza como referencia en el sector de la energía renovable debido a su calidad, profundidad y consistencia.

### ***Metodología empleada en el estudio***

Para la estimación de la evolución a futuro del coste de generación eléctrica (a partir de ahora LEC o Levelized Electricity Cost<sup>20</sup>) de las diferentes tecnologías, se emplea una metodología homogénea para todas ellas, que se puede resumir en los siguientes cuatro pasos:

---

<sup>20</sup> LEC es el estándar de la industria para calcular los costes de generación. Se define como el valor actual neto de todos los costes asociados a la construcción, puesta en marcha, operación, mantenimiento y financiación de un determinado sistema sobre el valor actual neto de su producción esperada de energía. El LEC proporciona una metodología que posibilita la comparación homogénea del conjunto de energías renovables analizadas. Para el caso de tecnologías de generación térmica se calculó el coste de generación de calor y para el caso de biocarburantes el coste de producción del mismo.

- Determinación del coste actual de generación y desglose en detalle de los determinantes del coste de generación (inversión, costes de operación, eficiencia, horas de funcionamiento, coste de la materia prima si aplica...).
- Evolución esperable de costes de cada determinante a nivel individual, identificando las palancas específicas que influyen en cada componente (o determinante).
- Definición de escenarios de evolución (avances tecnológicos, precios de materias primas, coste del recurso natural o calidad del mismo, etc.).
- Identificación de posibles interrupciones tecnológicas y potencial impacto en el coste de generación.

Como primer paso para poder realizar una estimación realista de la evolución de los costes a futuro de cada tecnología, se realiza un esfuerzo significativo para tener los datos más exactos de la posición de costes actual de cada una de las tecnologías renovables. Para ello, se llevan a cabo más de 75 entrevistas a agentes del sector, incluyendo promotores y operadores de proyectos de energías renovables, empresas de ingeniería, tecnólogos, fabricantes de componentes, centros de investigación, asociaciones empresariales y expertos del sector. Dichas entrevistas se completan con estudios sectoriales relevantes.

Tanto las entrevistas como los estudios sectoriales permiten obtener un desglose en detalle de las palancas claves que proporcionan el coste de generación (LEC):

- Costes de inversión, desglosado por las principales partidas de costes, desde componentes hasta ingeniería y mano de obra. Dicho estudio se completa con el peso de las principales materias primas en los costes finales.
- Costes de operación, desglosado en las partidas principales (mantenimiento, operación, seguros, materia prima si procede, etc.).
- Horas de funcionamiento esperadas.
- Eficiencia del aprovechamiento del contenido energético del recurso renovable.

Para el análisis de la evolución de costes de cada uno de estos determinantes, se tiene en cuenta el potencial impacto de diversas palancas:

- Avances tecnológicos y efecto aprendizaje, teniendo en cuenta la evolución de la curva de experiencia.
- Efecto escala de las plantas de generación, ya que por lo general, las plantas de mayor potencia unitaria tienden a tener menores costes de generación.
- Mejoras en la cadena de suministro y especialización de proveedores, estandarización de componentes, industrialización de la producción de componente o mejora de la cadena de suministro (por ejemplo, fabricación en países de bajo coste).
- Efecto escala del tamaño de la industria, al introducir mayor competencia entre actores del sector.

Asimismo, se tiene en cuenta la evolución esperada de la eficiencia de las plantas y las horas esperables de funcionamiento, tanto por efecto de la tecnología (por ejemplo, mejor rendimiento del campo solar en solar termoeléctrica), como por efecto de la calidad del recurso natural disponible (por ejemplo, calidad de las localizaciones para nuevas plantas eólicas atendiendo a las horas equivalentes esperables).

Para cada tecnología se desarrollan unos escenarios de costes con un rango de valores esperados. Se tienen en cuenta asimismo escenarios de precios de las materias primas principales empleadas en la fabricación de componentes de las plantas renovables (acero, polisilicio, nitratos) o usadas como input en el proceso de generación (biomasa, residuos, etc.). Se estima el peso de las materias primas en el total de costes y la sensibilidad del coste de generación a variaciones en precios de las mismas.

Para facilitar los resultados se desarrolla un modelo para cada tecnología:

- Permite seleccionar la configuración de la instalación que se quiere analizar (escala, horas de funcionamiento, variante tecnológica...).
- Permite seleccionar las hipótesis financieras, de coste de las materias primas y de evolución de reducción de costes por componente.
- Contiene desglose de costes de inversión y operación.
- Muestra los resultados: coste de inversión y operación de la configuración seleccionada, coste actualizado de generación, horas anuales equivalentes, etc.

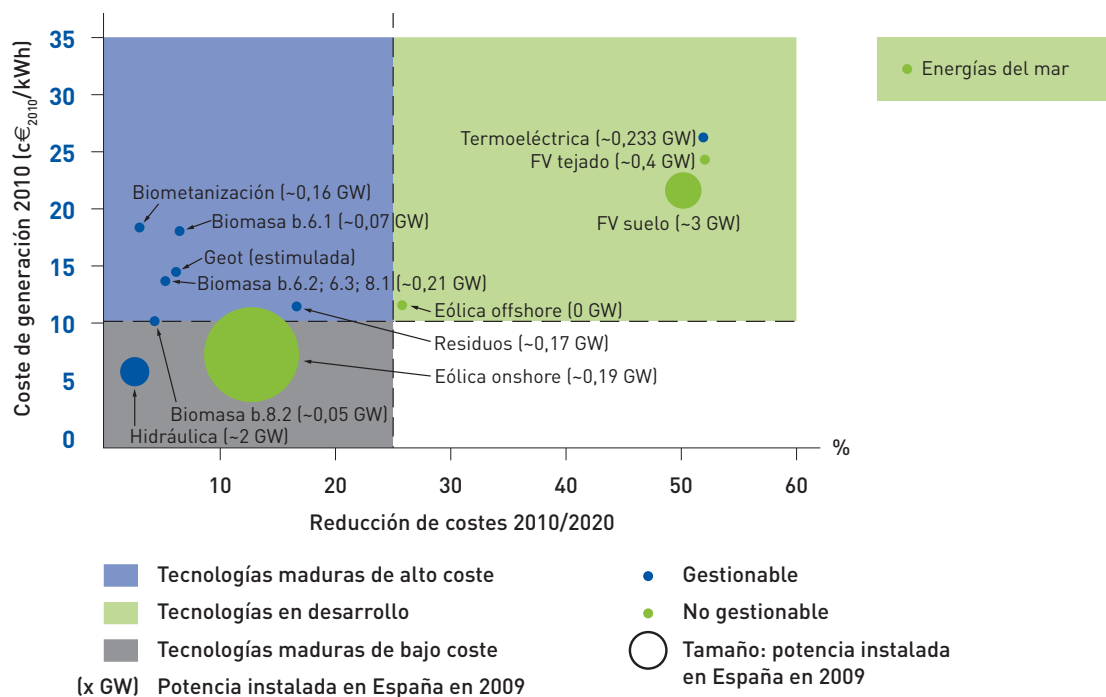


### Resultados del estudio

El conjunto de tecnologías renovables analizadas en el estudio comprende tecnologías muy diferentes en lo que respecta a tres parámetros clave:

- Costes de generación en 2010 y potencial de reducción de costes futuros.
- Capacidad instalada en España en 2009 y potencial del recurso a futuro.
- Gestionabilidad del recurso eléctrico. La Figura 10 recoge las diferentes energías renovables para generación eléctrica y su clasificación atendiendo a los criterios anteriores.

**Figura 10: Visión 2010-2020 de la generación eléctrica con energías renovables en España**



Nota: para representar los costes de generación en 2010 se ha tomado el valor medio del rango considerado  
 Nota 2: no representa la tecnología geotérmica de ciclo binario convencional debido a que no se estima potencial de desarrollo en España

Fuente: BCG (2011)

Los costes de generación en 2010 y el potencial de reducción de costes futuros constituyen el foco principal del estudio. Atendiendo a estos factores se clasifica el conjunto de tecnologías renovables en cuatro categorías diferenciadas:

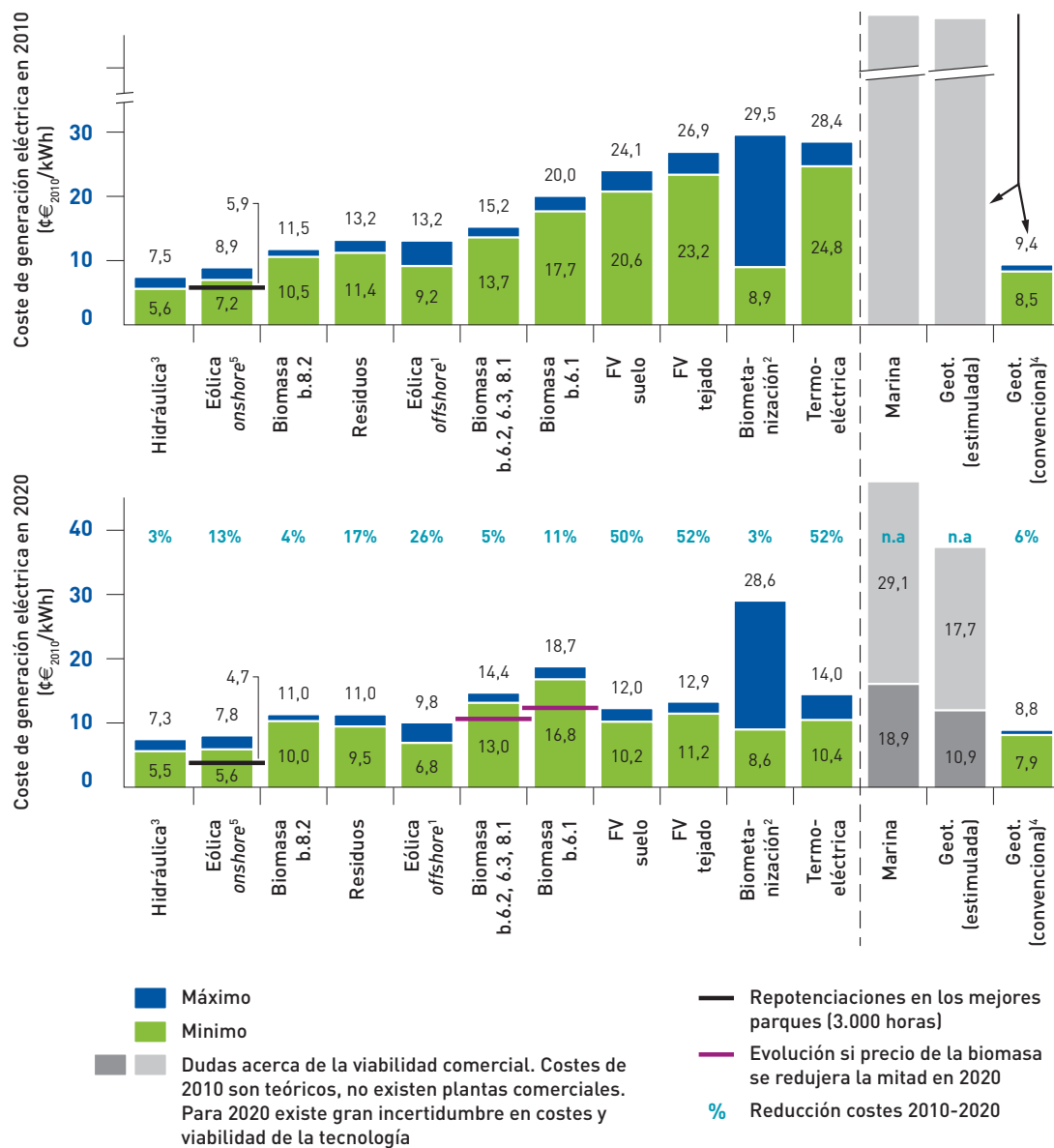
- Tecnologías maduras de bajo coste: aquellas tecnologías renovables con costes de generación más bajos y con menor recorrido de reducción de costes debido a la madurez de la tecnología (por ejemplo, eólica onshore).
- Tecnologías en desarrollo: aquellas tecnologías con elevados costes de generación en la actualidad, pero con gran recorrido de reducción de costes (por ejemplo, solar fotovoltaica y termoeléctrica).
- Otras tecnologías maduras, con opciones limitadas de reducción de coste y, sin embargo, con costes más competitivos que las tecnologías en desarrollo, pero menos competitivos que las energías renovables líderes en costes (por ejemplo, biomasa).
- Tecnologías con alto nivel de incertidumbre respecto a su viabilidad comercial (por ejemplo, marina) y cuyo desarrollo era una incógnita, si bien los avances que se alcancen en los próximos años serán claves para que alcancen escala comercial.

Respecto a la potencia instalada en España en 2009, claramente destacan las energías eólica onshore (19 GW), fotovoltaica (3,4 GW), mini-hidráulica (2 GW), biomasa (0,48 GW) y termoeléctrica (0,23 GW). En el extremo opuesto se encuentran la energía eólica offshore, que no tiene ninguna instalación en España, o la geotérmica, que no sólo no tiene capacidad productiva en España en la fecha de la elaboración del estudio sino que el potencial y accesibilidad del recurso presentan dudas (especialmente en el caso de la geotérmica convencional). La potencia instalada da muestra de la relevancia de la tecnología en el mix de generación y refleja bien la disponibilidad y accesibilidad del recurso natural necesario en España, o bien el grado de madurez de la tecnología.

Por último, cabe destacar que algunas tecnologías renovables permiten gestionar el vertido de electricidad a la red, en contraste con aquellas en las que la generación de electricidad es no gestionable. La capacidad de gestionar el recurso natural y por tanto la generación eléctrica cobra cada vez más importancia de cara al futuro, a medida que aumenta la contribución de las energías renovables en el mix de generación nacional. Las energías renovables gestionables incluyen: hidráulica, biomasa, biometanización, residuos sólidos urbanos, geotérmica y termoeléctrica.

En cuanto a la evolución esperada de los costes de generación y el potencial de mejora por tecnología, la Figura 11 ilustra la gran dispersión en los costes de generación y también en la evolución futura esperada.

**Figura 11: Evolución 2010-2020 esperada en España del coste de generación eléctrica para las tecnologías renovables**



<sup>1</sup> Instalaciones de 150 MW compartiendo conexión a red a una distancia de entre 2 y 50 km y aguas poco profundas (<40 mts.). <sup>2</sup> La amplitud del rango de costes refleja la variación del coste de generación en función del volumen de residuo y del potencial energético del residuo. <sup>3</sup> Plantas de 10 MW y agua fluyente. <sup>4</sup> Ciclo binario.

<sup>5</sup> Entre 2.000 y 2.400 horas anuales equivalentes.

Nota: se emplea una tasa de descuento (nominal y después de impuestos) para el proyecto de 7,8% salvo en biomasa y biometanización que se estima en 9,4%

Fuente: BCG (2011)

Cabe destacar las tecnologías termoeléctrica, fotovoltaica y, en menor medida, eólica offshore, como las tecnologías que más reducirán sus costes en el periodo 2010-2020.

En cualquier caso, se estima que tanto la energía hidráulica como la eólica onshore seguirán manteniendo los costes más bajos entre el conjunto de renovables en España al menos hasta 2020.

En este sentido, se destaca que la tecnología eólica es la que tiene mayor potencial de reducción de costes en el caso offshore que en el caso onshore. En concreto, en la tecnología offshore existe recorrido para incrementar la disponibilidad de los aerogeneradores y es esperable una reducción de los costes de operación y mantenimiento a medida que se desarrollan las técnicas para trabajar en el medio marino. En ambos casos (offshore y onshore) se espera una reducción moderada de costes de inversión en términos reales, en función de la curva de experiencia histórica.

En cualquier caso, la palanca de mejora clave reside en la mejora del factor de capacidad, lo que permitirá aumentar la producción eléctrica para una misma localización o hacer rentables localizaciones que antes no lo eran atendiendo al recurso eólico.

### ***Prospectiva de costes***

Para calcular la evolución del coste anualizado de generación se analizan los siguientes factores para cada tecnología:

- Efecto de escala de instalaciones y en los equipos. Instalaciones y equipos más grandes en el futuro pueden suponer una disminución del coste de inversión específico con un factor de escala diferente para cada tecnología.
- Reducción del coste de inversión. La reducción del coste de inversión puede ser propiciada por diferentes factores:
  - Experiencia: avances tecnológicos y efecto aprendizaje en componentes.
  - Estandarización de componentes.
  - Mejora de ingeniería y diseño de plantas.
  - Producción en países de menor coste.
- Mejora de los costes de operación y mantenimiento:
  - Aprendizaje en la gestión de las plantas.
  - Experiencia: avances tecnológicos y efecto aprendizaje en componentes clave para la operación de la instalación.

En la Tabla 4 se puede ver la evolución estimada de los costes de inversión y de operación y mantenimiento de una instalación de energía eólica. La evolución de estos costes en 2010-2030 es el resultado de la inclusión de los efectos anteriormente citados para el caso de la energía eólica.

**Tabla 4. Evolución de los costes de inversión y operación y mantenimiento en la energía eólica**

Componente	Unidades	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coste de inversión	M€/MW	1,17	1,14	1,12	1,08	1,07	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98	0,97	0,97	0,97
Planta: aerogenerador	M€/MW	0,81	0,78	0,76	0,74	0,73	0,71	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	0,65
BOS: instalación eléctrica	M€/MW	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05
Subestación y conexión eléctrica	M€/MW	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Obra civil e ingeniería	M€/MW	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Promoción	M€/MW	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Coste operativo	M€/MW	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
O&M aerogeneradores	M€/MW	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
O&M instalación eléctrica	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alquiler	M€/MW	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Seguros	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G&A	M€/MW	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Tasas y otros	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Barco	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Horas anuales equivalentes	h	3.400	3.444	3.488	3.533	3.577	3.621	3.665	3.709	3.754	3.798	3.842	3.866	3.890
Vida útil	años	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Potencia tipo	MW	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,20	2,40

Fuente: BCG (2011)

### *Descripción general de la energía eólica*

La tecnología más extendida de generación eólica se basaba en la utilización de aerogeneradores tripala de eje horizontal y rotor orientado a barlovento. Las tecnologías

de eje horizontal se han impuesto frente a las de eje vertical, debido a la mayor eficiencia eólica de las primeras.

En cuanto a la ubicación, las instalaciones eólicas pueden estar situadas en tierra firme (eólica onshore) o en el mar (eólica offshore). La intensidad y calidad del recurso eólico onshore depende de las características geográficas de la localización, es decir, la intensidad y turbulencia es diferente en valles o zonas elevadas, en zonas costeras o del interior, en zonas próximas a vegetación/edificios o en campo abierto, etc.

Con la tecnología en 2010 los parques eólicos onshore en España presentan habitualmente un factor de capacidad entre 1.900 y 2.900 horas anuales equivalentes. Las localizaciones por encima de 2.400 horas son poco comunes y a futuro responderán a repotenciaciones de parques.

Los parques eólicos offshore, disfrutan de una mayor intensidad de viento laminar a menores altitudes, lo que permite utilizar torres de menor altura y obtener más de 3.000 horas anuales equivalentes. En 2009 no existen parques eólicos offshore operativos en España ya que las condiciones de la costa española dificultan el desarrollo de esta tecnología debido a la falta de disponibilidad de ubicaciones offshore aptas cercanas a la costa y de baja profundidad.

Desde el año 2001 la capacidad instalada mundial de generación eólica ha crecido un promedio anual del 23%, hasta alcanzar los 140 GW de potencia instalada en 2009, siendo Europa el área con un mayor desarrollo, con más de la mitad del total mundial. El papel que ha jugado España en este crecimiento ha sido fundamental, ya que representa el 13% de la capacidad instalada mundial en 2009 con 19 GW y disfruta de un crecimiento medio anual del 24% desde 2001. Hasta dicha fecha todo el desarrollo ha estado asociado a tecnología onshore.

A pesar de la rápida expansión, en 2009 la energía eólica sólo aporta el 1,4% del total de electricidad generada en todo el mundo. Sin embargo, el resultado ha sido mucho más significativo en España, donde un crecimiento acumulado en la generación eólica del 23% desde 2001 ha supuesto que el 14% de la energía total generada en 2009 sea de origen eólico.

### ***Costes de generación en 2010***

El coste de generación eléctrica en 2010 a partir de la tecnología eólica en España se estima entre 5,9 y 8,9 c€<sub>2010</sub>/kWh para instalaciones onshore (correspondiente a un rango entre 2.900 y 2.000 horas anuales equivalentes respectivamente) y entre 9,2 y 13,2 c€<sub>2010</sub> /kWh para instalaciones offshore (correspondiente a un rango entre 2 y 50 km de la costa respectivamente y 3.300 horas anuales equivalentes).

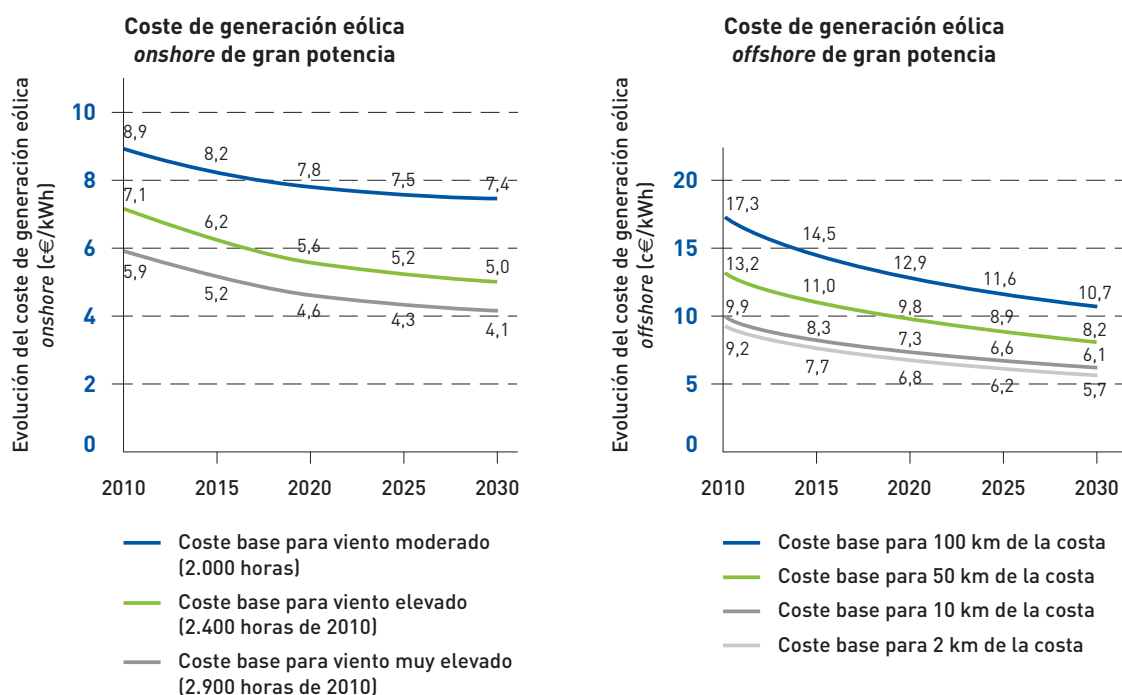
La mayor parte del desarrollo de nuevas instalaciones onshore en España en 2010 se realiza a un coste aproximado de 7,7 c€<sub>2010</sub>/kWh, correspondiente a instalaciones que rinden 2.200 horas anuales equivalentes. Las nuevas instalaciones se ubican en emplazamientos con viento menor (para altura de buje constante) que el de los primeros parques instalados en España. Por lo tanto, las nuevas instalaciones trabajan durante un número menor de horas anuales equivalentes, lo que aumentará el coste de generación. Por el contrario, las repotenciaciones que tengan lugar en el corto plazo podrán generar, con la tecnología actual, cerca de 3.000 horas anuales equivalentes de electricidad (como en el caso de la reciente repotenciación de Tarifa), con un coste de generación de unos 5,9 c€<sub>2010</sub>/kWh. Cabe destacar que, a largo plazo, las instalaciones ubicadas en emplazamientos de menor intensidad eólica también serán repotenciadas, con un coste mayor o menor en función del número de horas anuales equivalentes, siendo cierto que las 3.000 horas esperables en los mejores parques no serán replicables en la mayoría de los casos.

El rango de costes de generación offshore depende principalmente de la distancia a la costa y de las profundidades en el emplazamiento. En el análisis se emplea un límite inferior de 2 km de distancia y un límite superior de 50 km de distancia, siempre con una profundidad máxima de 50 metros, que es el límite tecnológicamente comercial en 2010. A dicha fecha y en los próximos 10 años la mayoría de los parques se encontrarán a una distancia inferior a 20 km de la costa, asumiendo un caso base de 10 km. Más allá de 2020, una vez las mejores localizaciones se vayan ocupando, podría considerarse el aprovechamiento eólico de localizaciones a mayor distancia. En cualquier caso no parece probable el desarrollo de parques en localizaciones que se encuentren a 100 km de la costa española, sino que probablemente una vez ocupadas las localizaciones más cercanas a la costa, puedan implantarse parques eólicos marinos en el entorno de 20-30 km a partir del año 2020. Estas distancias parecen razonables para el litoral español,

como se desprende de estudios realizados sobre los condicionantes al desarrollo de la generación eólica offshore en España. Sin embargo, la batimetría de la costa española puede limitar considerablemente el número de emplazamientos disponibles a esta distancia de la costa y cuya profundidad no sea superior a 50 metros.

La Figura 12 muestra los costes estimados de generación eólica onshore y offshore en 2010 en función del número de horas equivalentes y de la distancia a la costa para el caso de parques offshore.

**Figura 12: Coste de generación eólica de gran potencia**



Fuente: BCG (2011)

### **Hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento**

Las instalaciones onshore suponen una inversión inicial de entre 1 y 1,3 M€<sub>2010</sub> /MW para instalaciones de 50 MW. El rango depende principalmente de cuatro factores: altura de la torre, potencia, configuración multiplicador/generador y facilidad de acceso a la instalación.

- El rango inferior queda determinado por instalaciones que utilizan aerogeneradores de menos altura (60 metros) y potencia (850 kW), con multiplicador de tres etapas y generador DFIG (Doubly-Fed Induction



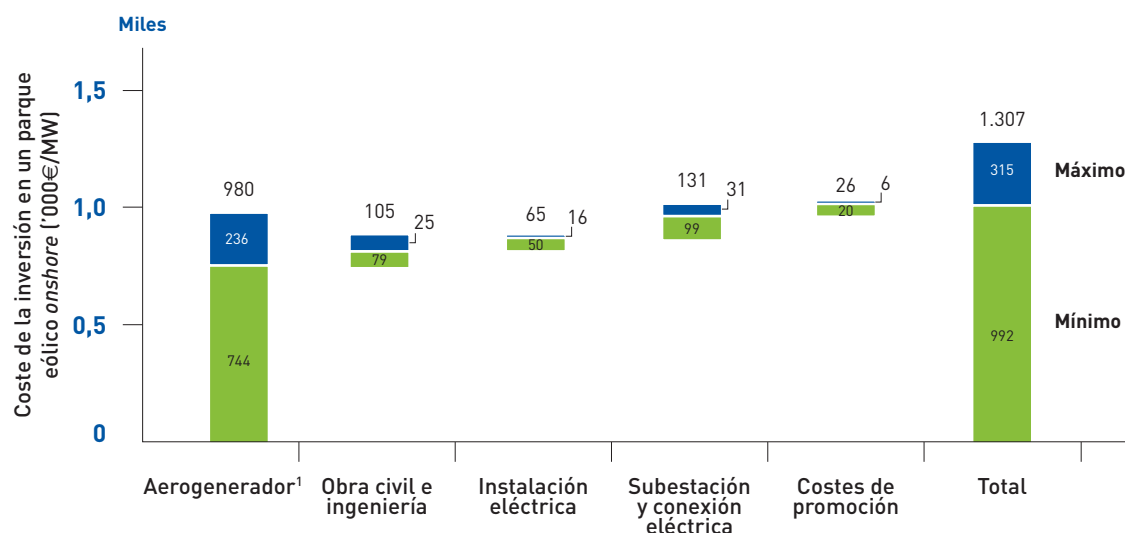
Generator) en ubicaciones cercanas al punto de conexión a la red eléctrica (5 km).

- El rango superior corresponde a instalaciones con aerogeneradores de mayor altura (100 metros) y potencia (2,5 MW), sin multiplicador pero con generador síncrono de imanes permanentes y en ubicaciones alejadas del punto de conexión (20 km).

El coste de operación se estima en 45.000 €<sub>2010</sub>/MW/año, el cual se ha mantenido prácticamente constante en términos reales durante la última década<sup>21</sup>.

Las siguientes Figuras 13 y 14 resumen los costes de inversión y de operación para un parque eólico onshore de gran potencia en España en 2010. Los datos presentados son el resultado de las entrevistas realizadas a agentes del sector, incluyendo promotores y tecnólogos.

**Figura 13. Estimación de costes de inversión para generación eólica onshore de gran potencia en 2010**



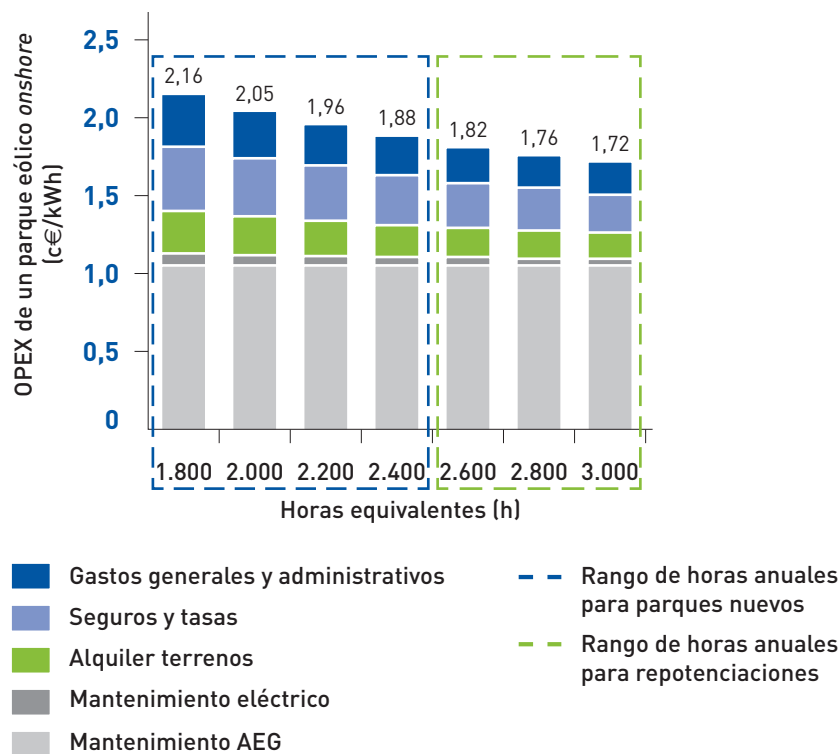
(1) Precio incluyendo transporte, montaje y margen EPC

Nota: el precio de un aerogenerador (incluyendo transporte e instalación) varía en función de la potencia del generador eléctrico y la altura de la torre. El valor de ~744.000 €/MW era para un aerogenerador de 850 kW y 55 metros de altura, mientras que el precio de ~980.000 €/MW era para un aerogenerador de 2 MW y 100 metros de altura. Para los cálculos sólo se habían considerado aerogeneradores de 2 MW, con un precio de 840.000 €/MW para 66 metros de altura y 980.000 €/MW para 100 metros de altura.

Fuente: BCG (2011)

<sup>21</sup> Este coste se compone de entre 9 y 12 c€<sub>2010</sub>/MWh de mantenimiento de los aerogeneradores, de 1.200€<sub>2010</sub>/MWh de mantenimiento de la instalación eléctrica, de unos seguros anuales equivalentes a 0,75% de la inversión, de un coste de alquiler situado entre 4.000 y 6.000 €<sub>2010</sub>/MWh (aunque existe una tendencia a contratar el alquiler como un porcentaje -2/3%- de los ingresos), de unas tasas cercanas a 3.000 €<sub>2010</sub>/MWh y a unos costes adicionales de gestión y administración de 6.000 €<sub>2010</sub>/MWh.

**Figura 14. Estimación de los costes operativos para generación eólica onshore en 2010**



Fuente: BCG (2011)

Cabe destacar que el precio de inversión medio en España para un parque eólico onshore se ha incrementado en términos nominales desde 2002 hasta 2007 pasando de una inversión media de 900.000 €/MW en 2002 hasta 1.300.000 €/MW en 2007. En ese periodo el incremento del coste de inversión vino determinado por varios factores tales como:

- Desequilibrio entre oferta y demanda de equipos, que redundó en un incremento de márgenes de la industria.
- Crecientes requisitos de conexión a red que incrementa la complejidad de los equipos. Por ejemplo: soportar huecos de red, que se traduce en una sustitución de los generadores de jaula de ardilla por generadores DFIG.
- Explotación de zonas de menor recurso eólico lo que requiere mayores alturas de torre y mayores diámetros del rotor respecto de la potencia nominal.
- Un incremento del tamaño medio de las turbinas que pasa de 0,8 MW en 2002 a 1,6 MW en 2007.

- Mayor utilización de materias de primera calidad, como por ejemplo acero de alta resistencia o sustitución de fibra de vidrio por fibra de carbono.
- El incremento del precio de las materias primas como el acero, si bien supone una presión al alza en los costes de inversión tiene un impacto reducido en comparación con otras palancas. Se estima que el peso del acero crudo sobre el total del coste de inversión pasa de unos 50.000 €/MW en 2002 a 75.000 €/MW en 2007, es decir un incremento de 25.000 €/MW, mientras que el incremento total del coste de inversión en el periodo asciende en 400.000 €/MW.

A partir de 2007, el precio de inversión por MW sufre un descenso hasta alcanzar un coste medio de 1.200.000 €/MW en 2010, lo que supone un descenso de un 8% desde 2007. El descenso alcanza el 17% para turbinas de la misma potencia y aerogeneradores de la misma altura. El factor de capacidad para parques puestos en marcha en 2010 se ha estimado en promedio en 2.200 horas anuales equivalentes (7,5 c€/2010/kWh). Los límites del rango mostrado corresponden a ubicaciones de 2.900 horas anuales equivalentes (5,9 c€/2010/kWh) y de 2.000 horas (8,9 c€/2010/kWh).

Se presume que el factor de carga medio para los parques instalados en el corto y medio plazo se situará aproximadamente en 2.200 horas anuales equivalentes, como se desprende de la tendencia histórica para parques nuevos. De hecho la media de horas anuales equivalentes en 2008 de parques construidos entre 2002 y 2007 apenas varía, oscilando entre 2.100 y 2.200 en el periodo.

### ***Evolución esperada de los costes de generación***

A futuro se espera una moderada reducción de los costes de generación onshore y una reducción más significativa de costes offshore, respondiendo al diferente grado de madurez de ambas tecnologías. Las palancas de reducción de costes de generación en eólica onshore son fundamentalmente dos:

- La reducción del coste de inversión unitario.
- La mejora del factor de carga esperado. De hecho, las mejoras en la tecnología y en concreto en el factor de carga, harán viables localizaciones que con anterioridad no eran rentables dado que el factor de carga era excesivamente bajo.

A modo de ejemplo, se estima que un emplazamiento que en 2010 rinde 2.200 horas anuales con la tecnología existente se convertirá en un emplazamiento de 2.500 horas en 2020 con la tecnología de ese año. Dicho parque, si es construido en 2010 tendría un coste de 6,0 c€<sub>2010</sub>/kWh con la tecnología de 2020 (para unas condiciones de financiación constantes).

Para la tecnología onshore se han definido tres escenarios distintos en función de la localización de la instalación y del recurso eólico. El primer escenario responde a parques que generan 2.200 horas anuales. Ese escenario refleja parques en localizaciones cada vez peores pero donde la tecnología los hace viables. El segundo escenario responde a ubicaciones que en 2010 tienen una carga de 2.200 horas equivalentes. De construirse un parque en esa localización a futuro, no sólo se reducirá el coste de inversión, sino que además aumentará las horas de funcionamiento. Por último el tercer escenario corresponde a parques en ubicaciones que en 2010 tienen 2.900 horas equivalentes de funcionamiento. Este tipo de emplazamientos responde a repotenciaciones de parques situados en las mejores localizaciones de España.

**Tabla 5. Evolución esperada de costes de generación en tecnología eólica onshore, para los tres escenarios propuestos**

Tecnología onshore	Coste de generación (c€ <sub>2010</sub> /kWh)		
	2010	2020	2030
Onshore (2.200 horas)	7,7	6,8	6,4
Onshore (en ubicación de 2.200 horas en 2010)	7,7	6,0	5,3
Onshore (en ubicación de 2.900 horas en 2010)	5,9	4,6	4,1

Fuente: BCG (2011)

Respecto a la eólica offshore, la tecnología comercialmente disponible de cimentaciones o anclaje al suelo marino sólo permite la construcción de instalaciones offshore en emplazamientos de profundidad inferior a 50 metros. En el caso de eólica

offshore, además de las mejoras en costes de inversión y factor de carga, se espera una reducción significativa de los costes de operación y mantenimiento.

En el caso de la eólica onshore, asumiendo que se mantienen constantes las horas de operación del parque, la principal palanca para limitar el coste de generación es el coste de inversión, que explica en torno a un 85% de la reducción de costes de generación (0,69 c€<sub>2010</sub>/kWh para emplazamientos de 2.200 heq<sup>22</sup> en 2010). El restante 15% es atribuible a reajustes esperables en los costes de operación (0,12 c€<sub>2010</sub>/kWh para emplazamientos de 2.200 heq en 2010).

Adicionalmente, la mejora esperable en el factor de capacidad hará viables localizaciones que antes no lo eran por la insuficiente calidad del viento.

Si tenemos este efecto para una misma localización, la mejora del factor de capacidad permitirá reducir los costes de generación en torno a 1 c€<sub>2010</sub>/kWh adicional para parques instalados en 2020.

### ***Reducción del coste de inversión***

Se estima que el coste de inversión experimentará una reducción del 12% en términos reales entre 2010 y 2020 y de un 6% adicional entre 2020 y 2030. Las principales palancas de reducción de costes de inversión se desglosan a continuación.

- La tecnología recuperará una tendencia hacia la reducción de costes del 4% cada vez que se doble la potencia instalada atendiendo a la curva de experiencia esperable para tecnologías maduras como la eólica. Esto equivale a una curva de experiencia histórica con un progress ratio del 96%.
- Existirá una tendencia hacia la corrección del diferencial calidad/precio entre los tecnólogos tradicionales de países occidentales con los fabricantes emergentes provenientes de países de bajo coste como China o India y que estaban incrementando significativamente su penetración a nivel mundial. En 2010, estos últimos ponen en marcha un aerogenerador en España por un coste 20-30% inferior al de los competidores tradicionales y el sector prevé una convergencia en precios entre fabricantes tradicionales y los de países de

---

<sup>22</sup> heq: horas equivalentes

bajo coste, que supondrá una reducción adicional del coste real de entre el 10 y el 15%.

- Finalmente, se estima un incremento en la potencia del aerogenerador tipo que repercutirá al alza en el coste del aerogenerador. Se ha tomado como referencia un aerogenerador tipo de 3 MW en 2020 y de 4 MW en 2030 en contraposición con uno de 2,2 MW en 2010.

### ***Reducción del coste de operación***

El coste de operación se reducirá en términos reales un 0,6% anual entre 2010 y 2030 equivalente a un 13% en el periodo. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia de una reducción en los costes de mantenimiento y de seguros.

Se espera una reducción del coste medio de mantenimiento de los aerogeneradores desde el coste medio actual (1,05 c€<sub>2010</sub>/kWh) hasta la mejor práctica actual (0,9 c€<sub>2010</sub>/kWh).

Esta reducción de costes se producirá por una mayor competencia en la actividad de mantenimiento, al concluir los parques los periodos de garantía con el tecnólogo e incrementar la penetración de proveedores de servicio independientes que tendrán típicamente una estructura de costes y exigencia de márgenes inferior a los tecnólogos.

Por otra parte se producirá una reducción del coste de los seguros fruto de una disminución de las primas de riesgo medias, desde el 0,75% hasta el 0,5% de la inversión, y de un menor coste de inversión total.

### ***Mejora del factor de capacidad***

El factor de capacidad onshore para una ubicación dada aumentará un 13% entre 2010 y 2020 y un 7% adicional entre 2020 y 2030. Esta mejora del factor de carga se alcanzará consecuencia de que:

- Los aerogeneradores serán cada vez más altos y con mayor diámetro para una potencia dada.
- Se producirán mejoras en los sistemas de control, que permitirán adaptar de forma más efectiva el aerogenerador a las condiciones meteorológicas.

Esta mejora del factor de carga estará en línea con la evolución histórica estimada para el factor de carga, debido a la evolución tecnológica. En las últimas dos décadas éste ha mejorado un 50%, lo que equivale a que el factor de carga aumenta un 6% cada vez que se dobla la capacidad mundial instalada (progress ratio de la curva de experiencia de un 94%).

### ***Reducción de costes de las energías renovables***

Las conclusiones del informe, relativas a la evolución de la reducción de costes de las energías renovables, son de plena utilidad en la actualidad para la investigación de la presente tesis y siguen vigentes en una comparación con los datos reales del mercado actual.

Un reciente estudio publicado en septiembre de 2014 por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2014) constata que el coste de las energías renovables va disminuyendo a medida que aumenta su despliegue.

El informe de IRENA señala que la energía hidroeléctrica, la geotérmica y la biomasa han sido competitivas durante algún tiempo, pero la energía eólica y la solar han realizado grandes esfuerzos por competir con el carbón, el petróleo y el gas durante muchos años y en la última década, y sobre todo en el último lustro, la situación ha cambiado drásticamente.

Las tecnologías de energías renovables han adquirido mayor solidez y eficiencia, y cada vez son más capaces de generar electricidad incluso en condiciones que no son las óptimas, como baja velocidad del viento o baja irradiación solar. Asimismo, impulsadas por el auge de nuevas potencias industriales como China, sus costos se han desplomado.

Respecto al coste de la energía eólica en tierra (onshore), el citado informe indica que se ha reducido en un 18% desde 2009, y el coste de las turbinas se ha reducido prácticamente en un 30% desde 2008, lo que la convierte en la fuente de electricidad de nueva instalación más barata en un amplio y creciente grupo de mercados. Más de 100 países utilizan actualmente energía eólica. También se prevé un rápido crecimiento de la energía eólica marina a medida que bajen los costes, y señala que el Reino Unido es líder en ese mercado con 4,2 gigavatios (GW) de capacidad instalada a mediados de 2014.

Estos y otros avances han hecho que las energías renovables resulten cada vez más atractivas en muchos otros mercados. En 2013, la instalación de nueva capacidad de generación renovable fue por primera vez mayor en países no pertenecientes a la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE). Se estima que el despliegue de energía solar fotovoltaica y energía eólica en China en 2013 ascendió a 27,4 GW; es decir, casi cuatro veces más que el país que ocupa el segundo lugar, el Japón.

A nivel mundial, la capacidad de generación de electricidad a partir de fuentes renovables ha aumentado en un 85% en los últimos 10 años, alcanzando los 1.700 GW en 2013, y las energías renovables representan actualmente un 30% del total de la capacidad de generación de electricidad instalada.

Las conclusiones del informe de IRENA, confirman las del estudio realizado por BCG y se constatan con los datos de los precios actuales de las energías renovables en el mercado. En este sentido, se puede destacar que el coste por kilovatio-hora de las energías renovables sigue una senda de reducción y es cada vez más competitivo, siendo la energía eólica (onshore) la fuente de energía renovable más competitiva.



## **2.9. Autoconsumo, Balance Neto de Energía y Paridad de Red**

La tendencia a la baja de los costes de las tecnologías de generación eléctrica en los próximos años va a permitir que en aplicaciones en edificios algunas también entren en competitividad, puesto que el valor de referencia no es el precio del mercado eléctrico sino la tarifa aplicada a los consumidores finales. Una vez superada esta barrera, el diferencial de precios va a impulsar el autoconsumo de electricidad.

Surgen de esta manera nuevos conceptos y aplicaciones de generación renovable, que propiciarán un cambio progresivo del modelo de generación centralizada actual hacia otro donde la generación distribuida de electricidad se integre de manera eficaz en la red.

Las Redes Inteligentes (Smart Grids<sup>23</sup>) jugarán en el futuro un papel destacable en esta integración, haciendo posible una mejor gestión de la demanda, con canales de comunicación eficaces entre consumidores y operadores de las redes eléctricas.

Así, el PER 2011-2020 ya proponía avanzar hacia la generación distribuida mediante el fomento del autoconsumo, conectando las instalaciones de producción con energías renovables a las redes interiores de los consumidores, de manera que la producción se realice en el mismo punto en el que se consume la energía.

Las tecnologías que mejor se adaptan a la producción para autoconsumo por sus costes, características modulares y posibilidades de integrarse donde se produce el consumo, no son gestionables, como la fotovoltaica o la minieólica.

Cuando la demanda del consumidor es superior a la generación de su instalación, toda la energía generada se consumirá de manera instantánea. Sin embargo, en los momentos en que la producción supere a la demanda, la energía excedente debe ser

---

<sup>23</sup> **Smart grid** es un término inglés que puede traducirse por **Red de distribución de energía eléctrica “inteligente”**, ya que utiliza la tecnología informática para optimizar la producción y la distribución de electricidad con el fin de equilibrar mejor la oferta y la demanda entre productores y consumidores. El término red inteligente se asocia a menudo con el concepto de Medidores inteligentes capaces de ofrecer una facturación detallada por franjas horarias lo que permite a los consumidores no solo el elegir las mejores tarifas de entre las diferentes empresas eléctricas, sino también discernir entre las horas de consumo, lo que permite un mejor uso de la red. Este sistema también permite mapear con más precisión el consumo y anticipar mejor las necesidades futuras a nivel más local. La irrupción de las energías renovables en el panorama energético ha cambiado notablemente los flujos de energía en la red eléctrica, ahora los usuarios no sólo consumen sino que también producen electricidad a través de la misma red. Por tanto, el flujo de energía es ahora bidireccional.

almacenada para optimizar el aprovechamiento de la instalación. Surge así la necesidad de gestionar estos excedentes, y el sistema propuesto es el Balance Neto de Energía.

El balance neto es, por tanto, un mecanismo de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que autoproduce parte de su consumo utilizar el sistema eléctrico para “almacenar” los excedentes puntuales de su producción, y recuperarlos posteriormente.

Con este sistema de compensación de saldos se evita la necesidad de incorporar sistemas de acumulación en las propias instalaciones, que actualmente tienen costes que no permiten su viabilidad económica, a la vez que se descongestionan las redes de transporte y distribución, permitiendo un mejor aprovechamiento de las mismas.

### ***Autoconsumo y Balance Neto***

Frente al modelo tradicional, en donde el flujo de la energía es unidireccional y las plantas de generación normalmente están alejadas de los centros de consumo, se presenta el de la generación distribuida, en el que las centrales de generación son de reducido tamaño, conectadas a las redes de distribución y situadas más cerca de los puntos de consumo.

Un caso particular del concepto de generación distribuida es el de autoproducción, donde son los propios consumidores (hogar, empresa o ente público) los que instalarían pequeños generadores (microgeneradores) en sus instalaciones que producirían parte o toda la electricidad que necesitan para su propio consumo.

Entre las ventajas que se le atribuyen a la generación distribuida destacan:

- Acercamiento del suministro eléctrico a puntos alejados o de difícil acceso para la red de distribución.
- Reducción de pérdidas en las redes de transporte o distribución, al estar conectadas estas instalaciones en puntos cercanos al consumo, lo cual genera una mayor eficiencia<sup>24</sup>.

Por el contrario, la generación distribuida presenta dos desventajas principales:

---

<sup>24</sup> Una penetración masiva de la generación distribuida supone flujos de energía entre redes de diferente nivel de tensión, con lo que las pérdidas de red podrían verse incrementadas.

- El control no está centralizado en el operador del sistema y depende de las circunstancias de sus titulares, lo cual podría ser solucionado mediante el uso de redes inteligentes.
- Los costes son, por lo general, superiores a la electricidad producida en grandes instalaciones de generación, ya que no permite aprovecharse de economías de escala.

El concepto de autoconsumo por balance neto consta de dos términos con un significado propio:

- *Autoconsumo*: producción individual de electricidad para el propio consumo.
- *Balance neto*: consumo diferido de un excedente de energía eléctrica que haya sido producido durante una situación de autoconsumo donde hubiese mayor generación eléctrica que consumo y que, posteriormente, en una situación contraria, se obtenga un equivalente a ese excedente producido, por medio de la red del sistema eléctrico.

En nuestro sistema eléctrico, el balance neto se plantea como un complemento regulatorio que facilite e incentive el desarrollo del autoconsumo, ya que, normalmente, la generación que se produce en las instalaciones de los consumidores no está en relación a su consumo.

Es decir, hay momentos en los que el propietario de la instalación está consumiendo más energía de la que realmente está produciendo y viceversa. El balance neto permitiría compensar los excesos de energía producida y no consumida vertida a la red con consumos que se realicen en otros momentos. De esta forma, el consumidor que produce energía para su propio consumo puede compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda. Este sistema puede ser especialmente interesante para las instalaciones no gestionables renovables, como la eólica y la fotovoltaica, ya que su curva de producción no se solapa con la de consumo.

A este respecto, hay que tener en cuenta dos aspectos fundamentales que, a su vez, están relacionados y casados porque la electricidad no es almacenable o carece de sistemas de almacenaje eficientes:

- La energía vertida por un autoproducer implica que otro generador debe generar menos energía para suministrar al resto de la demanda. Y cuando el autoproducer compense esos vertidos en otros momentos en los que consume, implica que otro generador debe generar esa energía que se consume pero no se autogenera.
- La energía eléctrica tiene precios diferentes según cuando se consume. Por lo tanto, compensar vertidos en un momento con consumos de otro momento implica estar inyectando energía al sistema con un valor y consumirlo con otro. Esto puede ser favorable o contrario al consumidor (y viceversa para el resto del sistema) según cuándo se produzca y cuándo se consuma. Desde una perspectiva económica, un consumidor se planteará producir su propia energía cuando le sea más rentable que suministrarse del sistema, es decir, cuando su coste sea inferior a los costes que deje de pagar en su factura eléctrica. En el caso español, el consumidor paga a través de su factura dos conceptos principales de coste: el coste de la energía (coste variable) y las tarifas de acceso o peajes (un término fijo y un término variable).

Cuando el consumidor se suministra del sistema pagaría el término fijo y variable de las tarifas de acceso más el coste de la energía. En el caso de autoconsumo, el consumidor soportaría la parte fija de las tarifas de acceso más el coste de generación con una instalación. Es decir, en el ejemplo expuesto, al consumidor le compensaría instalar una placa fotovoltaica o un aerogenerador de minieólica para dejar de pagar el coste de la energía del sistema y la parte variable de la tarifa de acceso cuando su placa fotovoltaica o su aerogenerador de minieólica produzca electricidad.

Los costes de la energía son eminentemente variables: si se consume energía, debe adquirirse en el mercado y si no se consume energía no hay que hacer frente a ningún coste (salvo los costes fijos por estar conectado-costes regulados).

Las tarifas de acceso cubren los costes regulados (redes de transporte y distribución y otros relacionadas con decisiones de distintas políticas), y la práctica totalidad de estos costes son fijos, es decir, no varían con las decisiones de consumo de los consumidores.

En definitiva, cuando un consumidor consume su energía autoproducida el sistema se ahorra el coste de la energía, pero los costes regulados han de sufragarse igualmente.

Sin embargo, la estructura de las tarifas de acceso actualmente existente en España tiene una parte fija independiente del consumo (término de potencia) que depende de la potencia contratada del consumidor, y una parte variable que sí está relacionada con el consumo (término de energía), pero que también engloba gran parte de los costes fijos. Actualmente, con la orden de peajes publicada en febrero de 2014 la parte fija del peaje, independiente del consumo, representa un 60% y el término energía el 40% restante.

Así, cuando un consumidor consume la generación autoproducida, se ahorra la energía más el término variable de los peajes y, sin embargo, el sistema eléctrico sólo se ahorra la energía. Los costes fijos que el consumidor deja de pagar al autoconsumir no desaparecen y deberán ser recuperados por el resto de consumidores, ya que, por definición, los peajes deben ser suficientes para recuperar la totalidad de costes regulados.

### ***Paridad de Red***

La “paridad de red” o “grid parity” es un concepto entendido como la coincidencia entre el coste de producir un kWh directamente en un punto de consumo y el coste de otro kWh suministrado por la red en ese mismo punto de consumo. También se puede decir que el concepto de paridad de red se define como el momento temporal en el que una fuente de generación de energía eléctrica puede producir electricidad a un precio inferior o igual al precio del mercado mayorista, es en esos momentos cuando se produce la paridad de red. Alcanzar la paridad de red implica un punto muy importante en el desarrollo de las tecnologías de generación distribuidas ya que les convierte en competidoras directas de las tecnologías de generación convencionales.

Para un usuario, los beneficios aportados por esta actividad se deben al ahorro que se produce en la factura al consumir la energía eléctrica producida en el mismo punto de consumo, con los consiguientes ahorros en la factura, mientras que para el sistema, este ahorro se produce debido al ahorro de costes derivados de cada cliente. Solo cuando estos dos conceptos se igualan, la paridad de red es eficiente.

Se pueden diferenciar tres tipos de paridad de red diferentes:

- *Puntos de consumo aislados:* el coste de la autoproducción es igual o inferior al coste de desarrollar las redes eléctricas hasta el punto de consumo más el

coste del suministro posterior. Por ejemplo, es mucho más económico poner una placa fotovoltaica y una batería en una señal de circulación luminosa de una autovía que llevar la red de distribución hasta ese punto.

- *Coste total del suministro:* el coste de autoproducción es igual o inferior al coste total del suministro que incluiría los costes de generación, transporte y distribución y otros costes que deban ser sufragados.
- *Coste de generación:* el coste de autoproducción es igual o inferior al coste de la generación del sistema eléctrico centralizado.

En los dos últimos casos, el consumidor, además de producir energía para su consumo, permanece conectado al sistema por dos razones: primero, para garantizarse el suministro eléctrico cuando su instalación de generación no esté disponible o no sea suficiente para cubrir sus necesidades y, segundo, para verter al sistema la energía producida que no se consuma.

Pero en la práctica, si se tiene en cuenta una perspectiva económica, un consumidor de electricidad se planteará instalar una central de generación de electricidad y producir su propia energía cuando su coste sea inferior a los costes de su factura eléctrica actual.

### ***Experiencias internacionales.***

El modelo que se está planteando en estos momentos en nuestro país, en donde la generación distribuida que cada vez podría jugar un papel más relevante en el suministro eléctrico y en donde los consumidores pueden optar por el autoconsumo en balance neto, no es un modelo nuevo que no esté ya siendo probado en otros países sino que existen actualmente experiencias internacionales que pueden servir de base para el desarrollo de un marco normativo adecuado y estable en relación a este concepto. En un estudio elaborado por la *plataforma energía y sociedad*<sup>25</sup>, portal integrado en el Campus Iberdrola, se describen las siguientes experiencias internacionales:

**EE.UU. (California).** California ha sido un Estado pionero en la implantación de sistemas de autoconsumo y balance neto. Desde sus comienzos en 1996 en donde se implantó el balance neto solo para fotovoltaica y eólica y con un límite de autoconsumo

---

<sup>25</sup> La plataforma energía y sociedad ([www.energiaysociedad.com](http://www.energiaysociedad.com)) es un portal de internet integrado en el Campus Iberdrola, cuya gestión es realizada por el colaborador general dedicado a la divulgación e intercambio de información y contenidos relacionados con los mercados liberalizados de la energía y con el análisis de su impacto en la Sociedad.

de un máximo de un 0,5% de la punta del sistema, se han ido abriendo progresivamente a diferentes tecnologías y a diferentes cupos de consumo.

En California están empleando el denominado “*net metering*” que se define como un acuerdo existente entre la compañía y el consumidor-generador mediante el que se otorgan créditos a éste último por el exceso de la electricidad generada (el consumidor paga únicamente la cantidad neta, además de parte de los gastos de distribución y otros servicios); el período de regularización es de 12 meses (mensualmente se netea por kWh, sin identificar valor económico); pueden acogerse a esta modalidad instalaciones renovables de hasta 1 MW y el límite de autoconsumo se ha ampliado hasta un 5,0% de la demanda punta agregada de cada empresa eléctrica. El sistema permite conocer el momento del día o semana en el que es utilizada la energía. Actualmente en California existen tres tipos de contratos de “*net metering*”:

- *Net energy metering*: el contrato incluye una cláusula por la que la compañía tiene que compensar al consumidor-generador una cierta cantidad económica si se produce más energía de la que realmente se ha consumido, aunque se puede transferir el crédito a los 12 siguientes meses.
- *Virtual net metering*: se permite que la electricidad producida por una única instalación solar genere créditos para varios inquilinos en viviendas multifamiliares sin necesidad de que el sistema de medición esté físicamente conectado a cada uno de los medidores de cada inquilino. Se permite que un conjunto de usuarios consuman energía de una misma instalación de generación eléctrica bajo la modalidad de banco de energía colectivo. Se trata de un proyecto piloto.
- *Renewable energy self-generation*: se permite la transferencia de los créditos obtenidos por el autoconsumo de una instalación propia a otra del mismo titular.

**Alemania.** En Alemania se fomentó el autoconsumo a través de instalaciones fotovoltaicas hasta junio de 2012: los autoconsumidores recibían una tarifa (*Feed-in Tariff*) tanto por la energía autoconsumida como por la vertida en la red.

Desde julio 2012, se eliminó la tarifa que se recibía por la energía autoconsumida, manteniéndose solo la tarifa por la energía vertida a la red. Así, actualmente, la forma

de fomentar el autoconsumo es penalizando sin tarifa el 10% de la energía vertida a la red para las instalaciones FV > 10 kW (las instalaciones < 10 kW sin embargo recibirán la tarifa por el 100% de la energía eléctrica vertida a la red).

**Dinamarca.** La regulación sobre el autoconsumo y el balance neto en Dinamarca empezó en 2001, sin embargo, no fue hasta 2010 cuando se reguló el balance neto doméstico y se designó al *Energinet.dk* como autoridad responsable del buen funcionamiento del sistema. La última novedad en la regulación danesa ha supuesto la inclusión del resto de las tecnologías renovables en el autoconsumo, exceptuando a la geotérmica.

El modelo de desarrollo del autoconsumo en Dinamarca ha tenido unas consecuencias muy negativas para la recaudación de tasas e impuestos del país. El precio de la electricidad para un consumidor doméstico en Dinamarca fue el mayor de Europa en 2011, siendo las tasas e impuestos un 56% de la factura final. Sin embargo, debido a la gran acogida del autoconsumo en el país, Dinamarca ha dejado de ingresar 270 Millones de euros anualmente en concepto de tasas e impuestos. Además de la disminución de la recaudación de impuestos vía factura eléctrica, existen también exenciones fiscales por la instalación de paneles fotovoltaicos, lo que minimiza el neteo de este efecto en el momento de la inversión.

En este caso y dado el descontrol en la instalación de paneles fotovoltaicos, el cual a finales del año 2012 ya superaba el objetivo marcado por el gobierno para 2020, se alcanzó un acuerdo político por el que se acordó un nuevo esquema de balance neto para las nuevas instalaciones donde se veían reducidos los incentivos que fomentaban la instalación de dispositivos para generación de energía eléctrica para autoconsumo.

Esta experiencia internacional en regulación del autoconsumo por balance neto sugiere la necesidad de establecer una regulación que favorezca el autoconsumo pero siempre que se cuide la recaudación fiscal del sistema y no suponga una minoración en los ingresos del sistema.

**Italia.** En agosto de 2012 entró en vigor la prima para el autoconsumo a través del “*V Conto Energia*”. Esta regulación permite cobrar una tarifa (*Feed-in tariff*) por el exceso de energía eléctrica vertida a la red, y además una prima por la energía autoconsumida para instalaciones <5 MW. Este *V Conto* se acabó el 6 de julio de 2013,



debido a que se había alcanzado el cupo máximo presupuestario (6.700 Millones de euros) marcado en la legislación.

A partir de 6 de julio de 2013, los proyectos <200 kW (tanto renovables como cogeneración) verterán la energía eléctrica sobrante a la red a cambio del precio del mercado mayorista (unos 80 €/MWh), valor que puede ser cobrado o acumularse para el próximo año. A pesar de este último cambio normativo, sigue siendo más ventajoso autoconsumir que comprar la energía al comercializador.

**Perspectivas regulatorias en España.** Actualmente en España se ha concluido el desarrollo de la normativa para regular el autoconsumo y balance neto.

El Real Decreto-ley 9/2013, aprobado en julio de 2013, crea el Registro de autoconsumo, para el adecuado seguimiento de los consumidores acogidos a modalidades de suministro con autoconsumo, necesario igualmente para el adecuado seguimiento de su régimen económico.

Posteriormente, la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, establecía la obligación de las instalaciones de autoconsumo (que estén conectadas al sistema) de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. Transitoriamente, se establecían excepciones para los casos en los que el autoconsumo supone una reducción de costes para el sistema y para las instalaciones existentes de cogeneración.

No obstante, a principios de junio de 2015, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo envió a la CNMC un proyecto de Real Decreto para regular el autoconsumo, el cual ha sido criticado por las asociaciones y agentes que defienden el autoconsumo energético en España, al entender que el texto no coincide con las medidas que se están desarrollando en el seno de la Unión Europea.

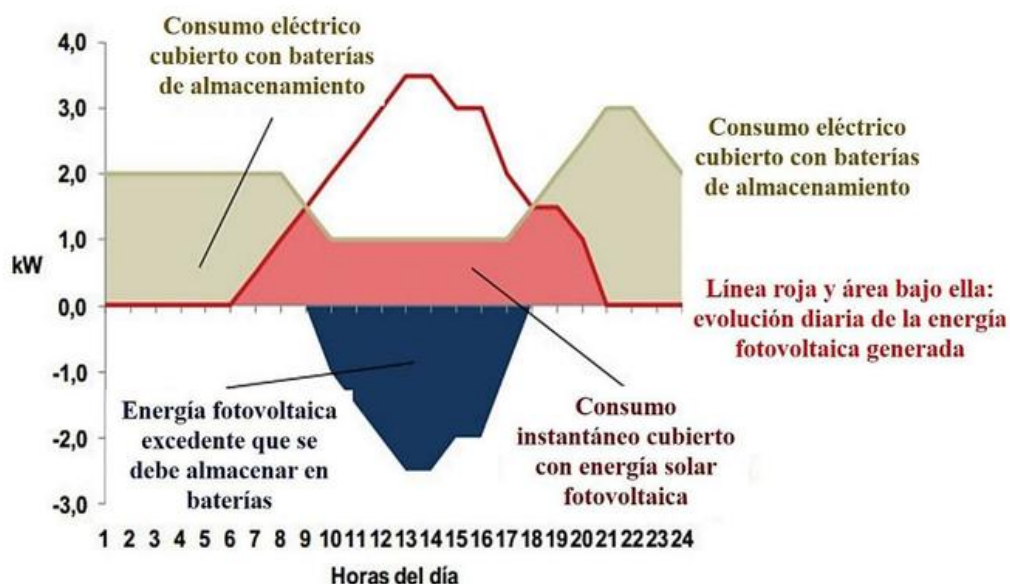
La estrategia de la Unión Energética sitúa a los consumidores en el centro de las políticas energéticas, animándoles a asumir como suya la transición energética para que se beneficien de las nuevas tecnologías y así reduzcan sus facturas y participen activamente en el mercado, a la vez que aseguran la protección de los más vulnerables.

El documento de trabajo denominado *Mejores prácticas para el autoconsumo de energías renovables*, publicado a mediados de julio de 2015 por la Comisaría Europea

de Unión Energética (Comisión Europea, 2015), ha sido recibido favorablemente por las asociaciones y grupos que defienden el autoconsumo en España.

En el citado documento se destaca que los procedimientos administrativos complejos y pesados constituyen una barrera para la competitividad de los proyectos de autoconsumo de pequeña escala y se deben desarrollar modelos de negocio y financieros para que el autoconsumo sea accesible a consumidores de todos los niveles de ingresos. En este sentido, uno de los motivos para promover que los consumidores se hagan con el control de la transición energética es para la CE que puedan ahorrar dinero generando su propia electricidad en vez de comprarla de la red.

**Figura 15. Esquema de autoconsumo y sistemas de almacenamiento**



Fuente: Comisión Europea (2015)

La Comisión Europea cierra el citado documento con una serie de conclusiones, entre ellas que *“la rápida caída en los costes de inversión de la electricidad renovable está creando nuevas oportunidades para que los consumidores se conviertan en productores de energía, permitiéndoles beneficiarse y contribuir al funcionamiento eficiente del mercado de la energía”*, algo que los estados miembros pueden favorecer activamente si trabajan en medidas que promuevan esa integración.

Con la aprobación del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de

suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo, se concluye el desarrollo normativo relativo al autoconsumo en España.

Se establece un marco que permita el desarrollo ordenado del autoconsumo, garantizando en todo momento la seguridad del sistema eléctrico. El autoconsumo presenta importantes ventajas: permite la penetración de tecnologías que no emiten CO<sub>2</sub> y reduce las pérdidas asociadas a tener que transportar la electricidad, al tratarse de una fuente de generación distribuida.

En este Real Decreto se ordena por primera vez una actividad ligada al avance de la tecnología que hoy en día permite que los pequeños consumidores puedan decidir generar y consumir su propia electricidad y, además, utilizando energías renovables en vez de combustibles fósiles.

El autoconsumo no es, sin embargo, eficiencia energética, puesto que el consumo en su conjunto es el mismo; pero pasa a generarse de una forma más distribuida.

La normativa establece que quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica no han de asumir ningún coste del sistema eléctrico, puesto que no lo utilizan, y por tanto están exentos pagar cargos económicos, denominados peajes.

En el caso de que se esté conectado a la red, se tiene garantizado el suministro en todo momento, incluso cuando la energía autogenerada no sea suficiente; por ejemplo, cuando no haya sol o no sople el viento. Un autoconsumidor conectado al sistema eléctrico no pagará por la energía que autoproduce, ni tampoco por los impuestos asociados ni las pérdidas del sistema. Sin embargo, sí tendrá que contribuir a los costes generales del sistema: principalmente, la solidaridad con los sistemas extrapeninsulares donde la generación es más cara, la deuda generada en el pasado, los incentivos a las renovables y los costes de respaldo.

En este sentido, la normativa aprobada prevé un cargo económico, peaje, para aquellos consumidores que tengan un sistema de autoconsumo y además cuentan con conexión con el servicio de electricidad de la red como respaldo para los momentos del día en que sus instalaciones no producen electricidad.

Se incluyen exenciones en los casos de los consumidores en las islas (Canarias y Baleares) y los pequeños consumidores de potencia contratada hasta 10 kW.

En el Real Decreto se establecen dos categorías de autoconsumidores enganchados a la red: los pequeños -con instalaciones de menos de 100 kilovatios- y los grandes, que superan ese límite. Los pequeños autoconsumidores podrán verter a la red el sobrante de la energía que generen, aunque no recibirán ingresos por ello. A los grandes sí se les pagará por el sobrante. El precio que cobren, será el que marque el mercado a la hora a la que se vierta la energía a la red.

El texto contempla la creación de un registro de las instalaciones de autoconsumo para que el operador del sistema y las compañías distribuidoras puedan conocer las instalaciones de generación que existen en sus redes y garantizar, así, la correcta operación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad. Se introduce un régimen sancionador por incumplimiento de la obligación de registrar la instalación o por no cumplir los requisitos de la normativa de autoconsumo. Las instalaciones anteriores al Real Decreto están sujetas a la obligación de registrarse.

La norma contempla un plazo de seis meses para que los consumidores, instalaciones y demás agentes se adapten a esta norma.

El Real Decreto no contempla el balance neto, aunque había sido demandado desde el sector, algo que potenciaría la implantación de los sistemas de autoconsumo en España y permitiría generar actividad y crecimiento en el mercado.

### ***Tecnologías usadas en el autoconsumo.***

Diferentes tecnologías permiten generar electricidad a pequeña escala en los centros de consumo. A continuación se exponen las principales según su energía primaria:

- Generación con hidrocarburos: motor de combustión interna o microturbinas de gas (microgeneración).
- Renovables: placas fotovoltaicas y pequeñas turbinas eólicas, fundamentalmente.
- Pilas de combustible: utilizan hidrógeno como fuente de energía, aunque todavía es una tecnología en fase experimental.

### **3. CUMPLIMIENTO DEL OBJETIVO EUROPEO EN RENOVABLES**

---

Todavía faltan cinco años para el año 2020, pero aún las previsiones más optimistas indican que España no podrá cumplir los objetivos alcanzados con Europa en materia de renovables.

Un informe de Junio de 2014 de la Agencia Europea de Medioambiente (EEA, 2014) reflejaba que España incumpliría el objetivo marcado del 20% establecido por la Directiva Europea de renovables 2009/28/CE.

En Septiembre de 2014, un informe realizado en la Universidad de Tecnología de Viena<sup>26</sup> avalaba dichas previsiones de incumplimiento por parte de España. Con el enfoque en la reunión del Consejo Europeo en octubre de 2014, donde los Jefes de Estado de la UE se reunirían para tomar una decisión final sobre el futuro marco de la política climática y energética, se hacía hincapié en la necesidad de un marco vinculante, ambicioso y eficaz de la energía renovable para 2020. Según el referido informe de escenarios para Europa, 14 Estados miembros no cumplirían con sus objetivos para 2020 y existían dudas sobre otros 4 Estados miembros de llegar a su objetivo. Se destacaba en el informe que para lograr la meta de 2020, era esencial un marco legislativo a nivel nacional en materia de renovables de carácter predecible y estable y, en particular, evitar cualquier cambio retroactivo en los regímenes de ayuda existentes. Es decir: un marco vinculante, ambicioso y eficaz para las energías renovables.

Las políticas legislativas realizadas en España en los últimos años, desde el Real Decreto-ley 1/2012, que estableció una moratoria para futuras inversiones en materia de renovables, han frenado el desarrollo del sector y han reducido las posibilidades de crecimiento de un sector que ocupó las primeras posiciones. En diversos informes de APPA<sup>27</sup> se pone de manifiesto que el sector de las energías renovables en España se

---

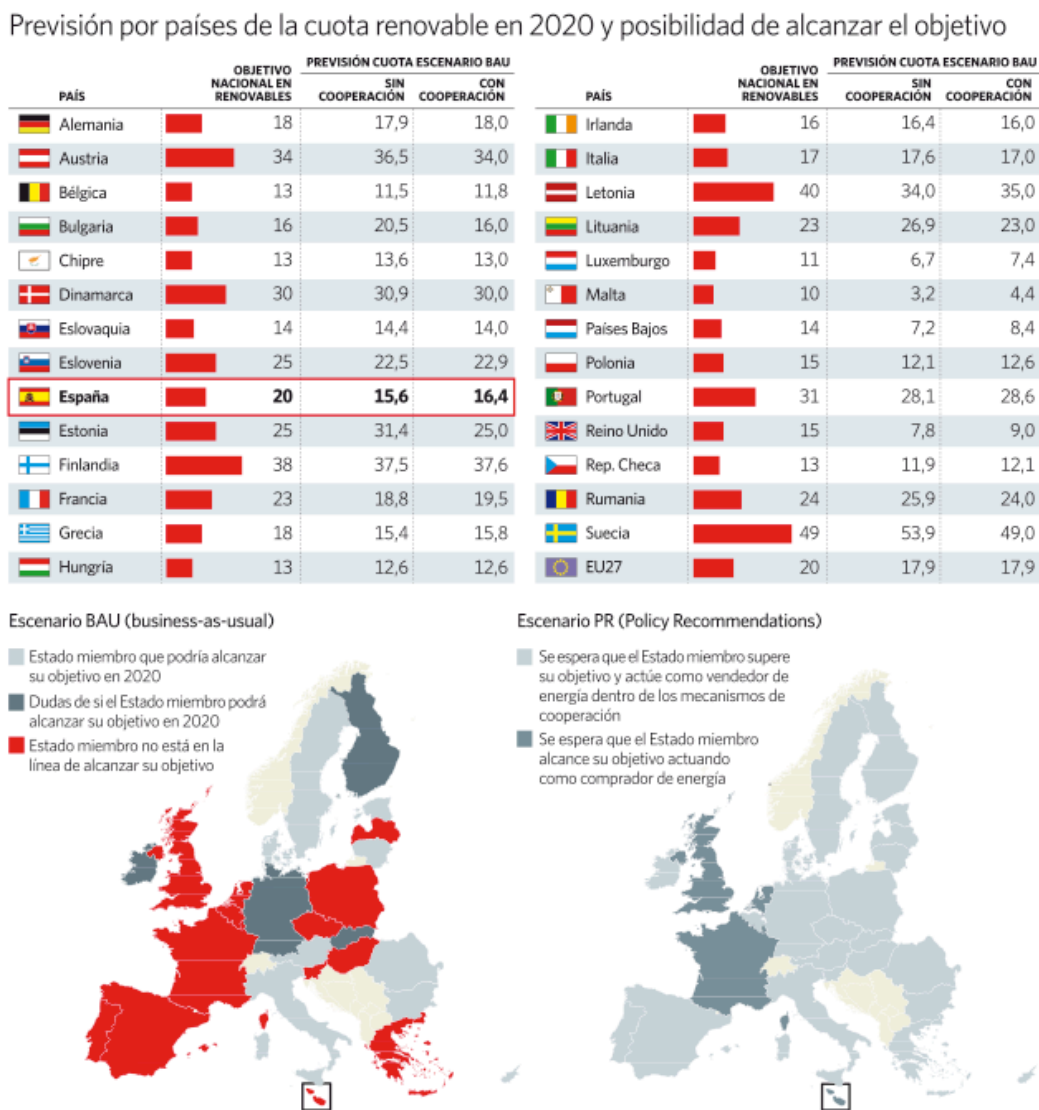
<sup>26</sup> Rech, G., Liebbmann, L., Ortner, A. y Busch, S. (2014). *2020 RES scenarios for Europe – are Member States well on track for achieving 2020 RES targets*. Austria: Vienna University of Technology, Institute of Energy systems and Electric Drives, Energy Economics Group (EEG). KeepOnTrack.

<sup>27</sup> APPA: Asociación de Empresas de Energías Renovables (España).

enfrenta a una situación de gran incertidumbre que ha provocado la paralización de nuevos proyectos por la desconfianza de los inversores.

El citado informe de la Universidad de Tecnología de Viena, señala en el caso de España que las “medidas retroactivas” a nivel legislativo y que han producido una limitación en “el acceso a la financiación”, han provocado en España una situación “impredecible e inestable” en el sector de las energías renovables lo que podría provocar que la cuota alcanzada por nuestro país en 2020 sea de tan sólo el 15,6%, cifra 4,4 puntos por debajo del objetivo marcado. Dicha advertencia coincidía con el informe citado de la Agencia Europea de medioambiente.

**Figura 16. Previsión por países de la cuota renovable en 2020 y posibilidad de alcanzar el objetivo**



Fuente: KeepOnTrack.

Es preciso resaltar que España cuenta con la tecnología, con la infraestructura y con lo más importante, la materia prima necesaria: sol, viento, agua,..., para seguir con la realización de proyectos en materia de energías renovables que ayudarían al país a reducir su tan alta dependencia energética y sus elevadas emisiones contaminantes.

Se podría decir, que si España hubiera continuado con el crecimiento que inició hace ya unos años en materia de renovables, a día de hoy ocuparía una posición más que privilegiada no sólo en Europa, sino además a nivel mundial; sin embargo las sucesivas modificaciones normativas, muchas de ellas con carácter retroactivo, han producido lo contrario.

Lo grave no es recibir sanciones desde Bruselas por no cumplir el objetivo marcado, que además generaría una mala imagen, sino que el efecto más negativo se ha producido ya desde hace tiempo al destruirse un sector industrial muy importante, con el cierre de plantas de producción, pérdidas de empleo, deslocalización y alejando a España de cumplir el objetivo fijado del 20% en 2020 y del acordado 30% en 2030.

En lo que se refiere al objetivo en su conjunto de Europa, el citado informe señala que la cuota que se alcanzará en el 2020 será de sólo el 17,9%, cifra 2,1 puntos inferior al objetivo marcado.

La no consecución del objetivo vendrá dada por el incumplimiento de ciertos países que, como el caso de España, no superarán ese 20% vinculante. Nos referimos a Bélgica, Chipre, República Checa, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Eslovaquia y Reino Unido.

Sólo Suiza, Rumanía, Lituania, Estonia, Dinamarca, Bulgaria y Austria serán los únicos países capaces de cumplir y, en algunos casos, de superar con creces sus objetivos nacionales, lo que también ayudará a subir la media del objetivo europeo.

Por otro lado, desde que se celebró la reunión del Consejo Europeo a finales de octubre de 2014, la política de Energía y Clima parece haber retrocedido. Los objetivos muestran unos síntomas de relajación, al dejar a cada Estado miembro más libertad en el desarrollo de su política energética para cumplir con sus respectivos objetivos. Esta situación llevará a crear dos velocidades en materia de reducción de emisiones y ahorro energético: una formada por los países que decidan invertir más en eficiencia energética

y renovables, y otra con los países que decidan invertir más en hidrocarburos, como España, lo que generará diferencias significativas en cuanto al nivel de dependencia energética de los países.

Pero lo que si se puede concluir es, que para cumplir los objetivos acordados es preciso asegurar a nivel nacional un marco legislativo predecible y estable en materia de renovables y evitar cualquier cambio retroactivo, como los que se han reiterado con los sucesivos cambios normativos en España de los últimos años.



## **4. LA UNIÓN DE LA ENERGÍA EN EUROPA**

---

### **4.1. Conferencia sobre el Cambio Climático: el Protocolo de París**

En octubre de 2014, los líderes de la UE acordaron, junto al resto de pilares fundamentales del marco de acción para 2030, reducciones nacionales de los gases de efecto invernadero de al menos el 40% de aquí a 2030. Con ello, se pretende hacer que el sistema económico y energético de la Unión Europea sea más competitivo, seguro y sostenible, y se establece el objetivo de al menos un 27% de energías renovables y ahorro energético para 2030. La revisión del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE formará parte del marco legislativo a partir de 2020.

Luchar contra el cambio climático requiere que se adopten medidas a escala internacional. La UE emite cerca del 10% de las emisiones mundiales, y este porcentaje seguirá reduciéndose en la próxima década. En 2011, las 196 Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)<sup>28</sup> decidieron elaborar un nuevo acuerdo aplicable en todas ellas a finales de 2015, momento en el que se celebrará la Conferencia sobre el Cambio Climático en París (París 2015: COP21<sup>29</sup>/CMP11<sup>30</sup>, del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015).

La comunidad internacional acepta las pruebas científicas de que el aumento medio anual de la temperatura mundial debe mantenerse por debajo de los 2°C (3,6°F) con respecto a la temperatura de la era preindustrial para impedir que el cambio climático alcance niveles peligrosos. No obstante, las medidas internacionales adoptadas hasta la fecha no son suficientes: se prevé que el aumento de la temperatura media de la

---

<sup>28</sup> La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es un tratado internacional creado en la Cumbre de la Tierra, realizada en Río de Janeiro en 1992, para hacer frente al creciente problema del calentamiento global y los cambios negativos que tiene en el clima, tales como la mayor frecuencia de las sequías, tormentas y huracanes, la fusión del hielo, el aumento del nivel del mar, las inundaciones, los incendios forestales, etc. La CMNUCC entró en vigor en 1994, y casi todos los países del mundo son miembros, con 196 países como partes que la han ratificado. En 1997, la Convención estableció su Protocolo de Kioto, por el que varios países industrializados se han comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en cumplimiento de metas legalmente vinculantes.

<sup>29</sup> COP21: Conferencia de las Partes 21<sup>a</sup>, compuesta por todos los Estados “Partes”, constituye el órgano supremo de la Convención (CMNUCC). Se reúne anualmente en conferencias mundiales en las que se adoptan decisiones para respetar los objetivos de lucha contra el cambio climático.

<sup>30</sup> CMP11: designa a los Estados de la Reunión de las Partes en el Protocolo de Kioto; París supondrá la 11<sup>a</sup> sesión. La CMP vela por la aplicación del Protocolo de Kyoto y toma decisiones para promover la eficacia de esta.

superficie del planeta en 2100 se sitúe entre 3,7 y 4,8°C por encima de la media de 1850-1900, mientras que el aumento actual es de 0,85°C.

La última evaluación de la ciencia del clima realizada por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, 2014) señala que las oportunidades de permanecer por debajo del límite de 2°C de temperatura se desvanecen muy deprisa. Limitar el aumento de la temperatura requiere que todos los países reduzcan de forma significativa y continuada las emisiones de gas de efecto invernadero. Retrasar la adopción de medidas resultará más costoso y complicado desde el punto de vista tecnológico y disminuirá las alternativas disponibles para de verdad reducir las emisiones y prepararse para los efectos negativos del cambio climático.

Desde 1994, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que cuenta con una composición prácticamente universal, con 196 Partes, incluida la UE, se ha centrado en el desafío de impedir que las actividades humanas interfieran de manera peligrosa con el sistema climático mundial.

El Protocolo de Kioto fue un primer paso fundamental, pero solo 39 países industrializados se unieron a él y nunca se esperó que fuera suficiente para resolver el problema. Tras la Conferencia de Copenhague, en 2009, más de 90 países (tanto desarrollados como en desarrollo) se comprometieron voluntariamente a reducir las emisiones para 2020. No obstante, estos compromisos no bastan para alcanzar el objetivo acordado de mantener el aumento de la temperatura por debajo de los 2°C.

Por este motivo, en 2011, la CMNUCC inició negociaciones con el objetivo de alcanzar un acuerdo legalmente vinculante, que incluyera a todas las Partes y situara al planeta en la ruta adecuada para alcanzar el objetivo de mantener el aumento de la temperatura por debajo de los 2°C. Se prevé concluir el acuerdo en París en diciembre de 2015 y que éste entre en vigor en 2020.

La UE considera que el nuevo Protocolo debería incluir compromisos de reducción de las emisiones legalmente vinculantes. Con ello, se daría una clara señal a los gobiernos, los mercados y el público general de que las Partes en el Protocolo están comprometidas a combatir el cambio climático. Dichos compromisos son la mayor expresión de voluntad política de las Partes de alcanzar sus objetivos, y ofrecen la previsibilidad y seguridad necesarias para todos los agentes públicos y privados, y

durabilidad en un contexto de cambios políticos nacionales. Esto solo puede alcanzarse mediante un nuevo acuerdo aplicable a todas las Partes.

El nuevo Protocolo ha de reflejar unas responsabilidades nacionales cambiantes en la economía mundial, así como las realidades geopolíticas actuales y la capacidad de los países para realizar su contribución.

En noviembre de 2014, China y los Estados Unidos, los dos mayores emisores del mundo, siguieron a la UE al anunciar sus objetivos para después de 2020. En conjunto, estos objetivos no hacen frente más que a cerca de la mitad de las emisiones mundiales actuales. Para ser eficaz, el nuevo Protocolo ha de contar con la máxima cobertura geográfica así como con el mayor nivel de ambición posible.

Los países con mayores responsabilidades y capacidades deben realizar las aportaciones más ambiciosas, pero es importante que todos los países participen y estén comprometidos a asumir su papel. La contribución de cada una de las Partes debería representar un avance significativo en el nivel de ambición y en el alcance de sus compromisos en comparación con los actuales. El nuevo Protocolo debería mostrar convergencia hacia la reducción del conjunto de las emisiones y de su intensidad a lo largo del tiempo.

La transformación en economías resistentes al cambio climático e hipocarbónicas<sup>31</sup> requerirá grandes cambios en los patrones de inversión. Tanto la financiación pública como la privada desempeñarán un papel importante.

El Protocolo debería proporcionar un marco para incentivar la inversión en programas y proyectos resistentes al cambio climático e hipocarbónicos para las Partes. Esto podría incluir, por ejemplo, el compromiso de todas las Partes en el nuevo Protocolo de reforzar los denominados “entornos facilitadores” con el fin de incentivar la inversión en tecnologías resistentes al cambio climático e hipocarbónicas.

Determinar el conjunto adecuado de requisitos locales específicos (legales, organizativos, presupuestarios, informativos y políticos) es fundamental para atraer la financiación de la lucha contra el cambio climático.

---

<sup>31</sup> Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La transición gradual rentable hacia una economía hipocarbónica debe realizarse mediante la eficiencia energética, la innovación y el aumento de las inversiones.

Las Partes en el nuevo Protocolo también deberían comprometerse a incorporar los aspectos climáticos a sus políticas, estrategias de desarrollo e inversiones, a fin de aprovechar las numerosas sinergias existentes entre el desarrollo y la financiación de la lucha contra el cambio climático.

La financiación de la lucha contra el cambio climático requerida en total para mitigar los efectos negativos del cambio y adaptarse a ellos a partir de 2020 estará más clara a medida que se publiquen la mayoría de los planes de contribución y los planes de adaptación nacionales.

En este sentido, es preciso destacar que la UE está comprometida a continuar apoyando a los países en desarrollo. La UE ha desarrollado una gran variedad de instrumentos financieros que abordan las necesidades de financiación de los distintos países y sectores. Los países menos desarrollados y más vulnerables seguirán teniendo acceso preferente a la concesión de ayudas financieras, por ejemplo a través de la Alianza mundial contra el cambio climático de la UE o de los programas de cooperación con países o regiones específicos.

Además de estas ayudas, la UE facilita la movilización de préstamos y de inversión privada mediante sus instrumentos de inversión regionales. Desde 2007, estos instrumentos han reunido cerca de 1.000 millones de euros de ayudas financiadas por la UE y más de 6.000 millones de euros de préstamos públicos, con una financiación total de los proyectos de más de 25.000 millones de euros en más de 120 proyectos relevantes para la lucha contra el cambio climático en los países en desarrollo. Además, numerosos Estados miembros de la UE respaldan a los países en desarrollo con programas de cooperación bilateral de gran relevancia y mediante fondos multilaterales como el Fondo Verde para el Clima<sup>32</sup> o el Fondo para el Medio Ambiente Mundial.<sup>33</sup>

---

<sup>32</sup> El Fondo Verde para el Clima, fue adoptado como mecanismo financiero de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático a finales de 2011. Su objetivo es contribuir de manera ambiciosa a la consecución de los objetivos de mitigación y adaptación al cambio climático de la comunidad internacional. Con el tiempo se espera que este instrumento se convierta en el principal mecanismo de financiamiento multilateral para apoyar las acciones climáticas en los países en desarrollo.

<sup>33</sup> El Fondo para el Medio Ambiente Mundial, es una asociación para la cooperación internacional en la que 183 países trabajan conjuntamente con instituciones internacionales, organizaciones de la sociedad civil y el sector privado, para hacer frente a los problemas ambientales mundiales. Desde 1991, tanto países desarrollados como en vías desarrollo han proporcionado fondos para apoyar actividades relacionadas con biodiversidad, cambio climático, aguas internacionales, degradación de la tierra, productos químicos y residuos en el contexto de proyectos y programas de desarrollo.

Solo en 2013, la UE y sus Estados miembros facilitaron unos 9.500 millones de euros en subvenciones y préstamos para respaldar las medidas de lucha contra el cambio climático en los países en desarrollo. Cada una de las Partes en la CMNUCC preparará internamente sus Planes de Contribución Nacionales (PCN), igual que lo han hecho la UE y sus Estados miembros.

Los requisitos de información para describir los objetivos propuestos de forma clara, transparente y comprensible se establecieron en el “Llamamiento de Lima para la acción por el clima”, acordado en la Conferencia sobre el Clima celebrada en Perú en diciembre de 2014.

Todas las Partes deben presentar sus PCN con antelación suficiente a la conferencia de París prevista a finales de 2015. La UE espera que todos los miembros del G20, otras economías importantes y otros países en condiciones de hacerlo presenten sus planes de contribución antes de finales del primer trimestre de 2015.

La CMNUCC ha creado un portal específico para que las Partes carguen sus PCN, que aparecerán publicados en su sitio web. Como se estableció en la Conferencia sobre el Clima de Lima, la CMNUCC preparará, antes del 1 de noviembre de 2015, un informe de recapitulación sobre el efecto acumulativo de los planes de contribución comunicados por las Partes hasta el 1 de octubre de 2015.

La contribución de la UE al acuerdo de París de 2015 consistirá en un objetivo de reducción interno, vinculante y aplicable al conjunto de la economía, de al menos un 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2030.

Para alcanzar el objetivo conjunto, los sectores cubiertos por el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE-UE)<sup>34</sup> tendrán que reducir en un 43% sus emisiones para 2030 con respecto a las de 2005. Las emisiones de sectores

---

<sup>34</sup> El Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (RCDE-UE) es el mayor sistema de topes y comercio en el mundo. El RCDE regula alrededor de la mitad de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la UE. Incluye más de 11.000 fábricas, centrales eléctricas y otras instalaciones en 31 países (28 Estados de la UE, más Islandia, Noruega y Liechtenstein). Los topes para 2020 se fijaron en 21% respecto a las emisiones de 2005. El primer período de comercio del RCDE fue de tres años, de 2005– 2007. El segundo período es de cinco años y coincide con el primer período de compromiso de Kioto de 2008-2012. El tercer período de comercio es de ocho años, a partir de 2013-2020. Las entidades cubiertas reciben asignaciones de emisión de la UE (EUA). Para cada asignación pueden emitir 1 tonelada de CO<sub>2</sub> o equivalente. Si sus emisiones de CO<sub>2</sub> son superiores a la cantidad de derechos que tienen, una fábrica tiene el derecho de comprar EUAs de otras instalaciones o países. Por el contrario, si una instalación ha funcionado bien en la reducción de sus emisiones de carbono, esta puede vender sus EUAs sobrantes.

ajenos al RCDE-UE tendrán que reducirse en un 30% por debajo del nivel de 2005. El objetivo de “al menos un 40%” parece ambicioso, justo y acorde con la trayectoria rentable hacia un 80% de reducción interna para 2050.

Si los compromisos conjuntos establecidos en París no son suficientes con respecto a lo que exige la ciencia para mantener el ascenso mundial de las temperaturas por debajo de los 2°C, el nuevo Protocolo y las decisiones que se tomarán en París deberían situar al planeta en la senda adecuada lo antes posible.

En primer lugar, resulta fundamental que el acuerdo sea dinámico y contenga un procedimiento para revisar y reforzar los compromisos de mitigación de manera periódica y coherente con el objetivo a largo plazo y con los últimos avances científicos.

En caso de que los esfuerzos conjuntos mundiales no basten, este proceso de cinco años debería animar a las Partes a elevar el nivel de ambición de los compromisos existentes en períodos posteriores.

Un proceso de revisión quinquenal, que se iniciaría en 2020, daría mayor claridad, transparencia y difusión a los compromisos de mitigación de las Partes, en función de su contribución al objetivo de permanecer por debajo de los 2°C. La revisión debería animar a las Partes a explicar los avances alcanzados en sus compromisos de mitigación y las razones por las cuales creen que su acción es justa y ambiciosa.

El proceso también debería tener en cuenta la evolución de las capacidades, las responsabilidades y las circunstancias nacionales.

En segundo lugar, en París debería fijarse el inicio de un proceso en 2016 que identificara los ámbitos con gran potencial de mitigación y las oportunidades sin explotar, mediante la cooperación internacional, por ejemplo, con la ayuda del citado Fondo Verde para el Clima.

En tercer lugar, deberían incrementarse nuevamente las medidas adoptadas en los ámbitos regional, no gubernamental y en el sector privado que complementen las acciones del Gobierno. En la Cumbre sobre el Clima de la Secretaría General de las Naciones Unidas celebrada en septiembre de 2014 y en la Conferencia sobre el Cambio Climático de Lima, se lanzaron iniciativas sobre la materia.

El único modo de alcanzar la confianza necesaria en el nuevo Protocolo consiste en asegurarse de que incluye un sólido sistema de transparencia y rendición de cuentas. El sistema ha de incluir normas comunes relativas al seguimiento, notificación y verificación, que sean legalmente vinculantes y aplicables a todas las Partes, y el correspondiente procedimiento de cumplimiento.

La existencia de un sistema de seguimiento, notificación y verificación y un marco de rendición de cuentas comunes mantiene la integridad de los compromisos, puesto que permite a las Partes demostrar de forma transparente y coherente que están cumpliendo con sus objetivos y que los resultados que facilitan son reales. También permitirá a las Partes mostrar en qué medida avanzan conjuntamente y ofrecerá la información necesaria para formular políticas de mitigación nacionales eficaces.

El proceso de cumplimiento promoverá y facilitará la aplicación oportuna y real por todas las Partes, incrementará la confianza en que todas ellas están realizando su aportación y hará que haya seguridad y previsibilidad jurídicas. Se trata de una cuestión fundamental para continuar avanzando hacia el objetivo de mantener el aumento de las temperaturas por debajo de los 2°C.

Si bien la aplicación de medidas ambiciosas para reducir las emisiones resulta fundamental, las acciones individuales y colectivas para prepararse a los efectos negativos del cambio climático son igualmente importantes. La adaptación será, por ello, un elemento clave del nuevo Protocolo. El Protocolo debería hacer hincapié en el compromiso de todos los países de tomar medidas que faciliten una adaptación adecuada, de integrar esta adaptación en los procesos de planificación regionales y nacionales relevantes, y de cooperar para alcanzar un desarrollo sostenible resistente al cambio climático.

Para poder evaluar los logros alcanzados con relación al objetivo de la Convención, el Protocolo debería mejorar los aspectos relativos a la notificación de información sobre la eficacia de la adaptación y las lecciones aprendidas sobre el desarrollo de la capacidad de resistencia mediante las comunicaciones nacionales. El Protocolo debería aumentar la ayuda a aquellas regiones y países que son especialmente vulnerables a los efectos negativos del cambio climático, lo que incluye prestar ayuda financiera y técnica y desarrollar capacidades.

Las perspectivas parecen alentadoras. Uno de los retos consiste en garantizar que el nuevo Protocolo sea adecuado a los fines perseguidos durante muchos años. Para conseguirlo, ha de ser ambicioso, sólido, dinámico y capaz de mantener al mundo en la senda adecuada para alcanzar el objetivo de mantener el incremento de las temperaturas por debajo de los 2°C.

La UE confía en que el nuevo Protocolo fortalezca y amplíe de manera significativa los esfuerzos internacionales conjuntos para combatir el cambio climático. Durante los últimos meses, ha habido un mayor impulso público y político mundial para incrementar las acciones de lucha contra el cambio climático. El objetivo de reducir en al menos un 40% las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero acordado por los líderes de la UE el pasado mes de octubre de 2014, junto al posterior anuncio de los Estados Unidos y China de sus objetivos para el futuro, son una clara muestra de la determinación mundial existente.

En la Conferencia sobre el Clima de Lima, se prometieron contribuciones al Fondo Verde para el Clima (que se utilizará para ayudar a los países en desarrollo) superiores a los 10.000 millones de USD, de los que casi la mitad procederá de los Estados miembros de la UE.

Cabe destacar que, según el Quinto Informe de Evaluación del IPCC (2014), el objetivo de mantener el ascenso de las temperaturas por debajo de 2°C todavía está al alcance, aunque destaca la perentoriedad con la que han de tomarse medidas conjuntas y ambiciosas en el contexto mundial.

Para alcanzar un acuerdo efectivo, será necesaria la voluntad política firme de todas las Partes, especialmente del G20 y otras economías de renta media y alta.

La COM (2015) 81, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, de 25 de febrero de 2015, *El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020*, responde a las decisiones adoptadas en Lima y es un elemento clave en la aplicación de la prioridad de la Comisión de construir una Unión de la Energía resistente con una política climática dotada de perspectiva de futuro y acorde con las orientaciones políticas del Presidente de la Comisión. Dicha Comunicación prepara a la UE para la última ronda de negociaciones antes de la Conferencia de París de diciembre de 2015.



## **4.2. La Comisión Europea: La Unión de la Energía**

La energía se utiliza para calentar y refrigerar edificios y hogares, transportar mercancías y dar impulso a la economía. Y, sin embargo, debido al envejecimiento de las infraestructuras, la escasa integración de los mercados y la descoordinación de las políticas, los consumidores, hogares y empresas no se benefician de mayores posibilidades de elección o de precios más bajos de la energía.

Es preciso completar el mercado único de la energía en Europa. De acuerdo con esta prioridad, se presentó a finales de febrero de 2015 la *Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente*<sup>35</sup> con una política climática prospectiva, COM (2015) 80, de 25 de febrero.

La Unión de la Energía entraña, en particular:

- Una cláusula de solidaridad para reducir la dependencia de proveedores únicos y confiar plenamente en los países vecinos, especialmente en caso de interrupción del suministro de energía; existirá mayor transparencia cuando los Estados miembros de la UE entablen negociaciones para comprar energía o gas de terceros países.
- Unos flujos de energía considerados una quinta libertad, la de la libre circulación de energía a través de las fronteras, para lo cual habrá que aplicar estrictamente las normas vigentes en ámbitos tales como el de la separación de actividades y el de la independencia de los reguladores, emprendiéndose las acciones legales oportunas cuando proceda; habrá que remodelar el mercado de la electricidad para que esté más interconectado, incorpore en mayor medida las energías renovables y tenga mayor capacidad de respuesta; convendrá efectuar una profunda revisión de las intervenciones estatales en el mercado interior y eliminar progresivamente las subvenciones que tengan efectos perjudiciales para el medio ambiente.
- La eficiencia energética en primer lugar. Convendrá replantearse totalmente la eficiencia energética y considerarla una fuente de energía por derecho

---

<sup>35</sup> La resiliencia es la capacidad de afrontar la adversidad saliendo fortalecido y alcanzando un estado de excelencia profesional y personal (resistencia).

propio, de modo que pueda competir en igualdad de condiciones con la capacidad de producción.

- La transición hacia una sociedad hipocarbónica duradera. Deberá hacerse lo posible para que la energía producida localmente, incluida la generada a partir de fuentes de energía renovables, sea absorbida fácil y eficientemente en la red.

Se impulsará el liderazgo tecnológico de la UE mediante el desarrollo de la próxima generación de tecnologías de energía renovable y la excelencia en el campo de la movilidad eléctrica, al tiempo que las empresas europeas incrementan sus exportaciones y compiten a escala mundial.

Los ciudadanos constituyen el núcleo de la Europa de la Energía. Los precios que pagan han de ser asequibles y competitivos. La energía debe ser segura y sostenible, con mayor competencia y más posibilidades de elección para todos los consumidores. Estos y otros compromisos se suman a un plan de acción para alcanzar estos ambiciosos objetivos de nuestra política en materia de energía y clima.

El sector de la energía ha quedado demasiado tiempo al margen de las libertades fundamentales de la Unión. Los actuales acontecimientos dejan bien claro lo que está en juego y no son pocos los europeos asustados ante la perspectiva de que la penuria energética les impida calentar sus hogares.

Se impone una actuación conjunta de Europa a largo plazo. El objetivo es que la energía en que se basa la economía sea resistente, fiable, segura y cada vez más renovable y sostenible. Es el proyecto energético europeo más ambicioso desde la Comunidad Europea del Carbón y del Acero.

Un proyecto que integrará los 28 mercados europeos de la energía en una Unión de la Energía, garantizará una Europa menos dependiente en el sector energético y asegurará la previsibilidad que tanto necesitan los inversores para crear empleo y crecimiento.

Se inicia una transición fundamental hacia una economía hipocarbónica y respetuosa para con el medio ambiente, hacia una Unión de la Energía en la que lo primero sean los ciudadanos, ofreciéndoles una energía más asequible, segura y sostenible.

Es preciso desarrollar la construcción de un mercado común de la energía, ahorrar más energía, aumentar las energías renovables y diversificar el abastecimiento energético. En definitiva: crear una Unión de la Energía.

En este sentido, es preciso resaltar las siguientes cifras clave<sup>36</sup>:

- La UE, que es el mayor importador de energía del mundo, obtiene el 53% de su energía del exterior con un coste anual de aproximadamente 400.000 millones de euros.
- Doce Estados miembros de la UE (Chipre, Estonia, Irlanda, Italia, Lituania, Letonia, Malta, Polonia, Portugal, Rumanía, España y Reino Unido) no cumplen el objetivo mínimo de interconexión de la UE; que consiste en que al menos el 10% de la capacidad de producción eléctrica instalada pueda “cruzar las fronteras”. La UE ha elaborado una lista de 137 proyectos eléctricos, entre ellos 35 de interconexión, gracias a los cuales ese número de doce Estados miembros podría quedar reducido a dos.
- Una red energética europea debidamente interconectada podría suponer a los consumidores un ahorro de hasta 40.000 millones de euros al año.
- Seis Estados miembros de la UE (Bulgaria, Estonia, Finlandia, Letonia, Lituania y Eslovaquia) dependen de un proveedor exterior único para la totalidad de sus importaciones de gas.
- El 75% de los edificios es ineficiente desde el punto de vista energético; el 94% del sector del transporte depende de productos derivados del petróleo, un 90% de los cuales son importados.
- Solo desde la actualidad a 2020 será necesario invertir más de 1 billón de euros en el sector energético de la UE.
- Los precios al por mayor de la electricidad y el gas en Europa son un 30% y más de un 100% superiores, respectivamente, a los de Estados Unidos.

---

<sup>36</sup> Cifras del comunicado de prensa de la Comisión Europea de fecha 25 de febrero de 2015 (Unión de la Energía: una energía segura, sostenible, competitiva y asequible para todos los europeos).

- Las empresas europeas de energías renovables tienen un volumen de negocios anual global de 129.000 millones de euros y dan trabajo a más de un millón de personas. El reto que se le plantea a Europa es mantener el liderazgo mundial en las inversiones en energías renovables.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE se redujeron un 18% durante el período 1990-2011.
- De la actualidad a 2030, la UE se ha marcado el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 40%, aumentar la parte correspondiente a las energías renovables al menos un 27% e incrementar la eficiencia energética al menos un 27%.

Por todo ello, la Comisión Europea aprobó a finales de febrero de 2015 la referida Estrategia Marco con miras a una Unión de la Energía “resistente” con una política de cambio climático orientada al futuro.

En este sentido, el sistema energético europeo se enfrenta a la necesidad, cada vez más acuciante, de garantizar a todos los ciudadanos una energía segura, sostenible, asequible y competitiva. Una excesiva dependencia de un número limitado de fuentes de suministro, especialmente de gas natural, deja a los países a merced de las interrupciones de abastecimiento. Debemos reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles y nuestras emisiones de gases de efecto invernadero; los hogares y las empresas confieren una importancia creciente a que la energía sea asequible y sus precios sean competitivos.

La persistencia de los obstáculos a la verdadera integración del mercado, la falta de coordinación de las políticas nacionales y la ausencia de una posición común frente a los terceros países frenan los avances en este terreno. La respuesta efectiva a estos desafíos consiste en un conjunto más coherente de medidas que inciden en varios ámbitos de actuación, tanto a escala de la UE como a nivel nacional.

El acuerdo sobre el *Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030*, COM (2014) 15, de 3 de febrero, y el acuerdo sobre la *Estrategia Europea de Seguridad Energética* de 2014, COM (2014) 330, de 28 de mayo de 2014, fueron etapas importantes que la Unión de la Energía toma como base, pero es preciso adoptar

medidas nuevas y reforzar las existentes para responder con eficacia a los desafíos que afrontamos.

La estrategia marco para la Unión de la Energía presenta el panorama futuro e integra una serie de áreas de actuación en una estrategia coherente. Presenta iniciativas específicas que se refuerzan mutuamente y que, una vez aplicadas en su totalidad, situarán a la UE en mejores condiciones para responder a sus desafíos sobre la base de la solidaridad y la confianza entre los Estados miembros.

La Unión de la Energía radica en los tres objetivos, bien asentados, de la política energética de la UE: seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad. Para alcanzarlos, centra su atención en cinco dimensiones complementarias: la seguridad energética, la solidaridad y la confianza, el mercado interior de la energía, la eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda de energía, la descarbonación de la economía y la investigación, innovación y competitividad.

Todas estas dimensiones exigen más integración y más coordinación. El plan de acción adjunto a la estrategia marco presenta las medidas concretas que se prepararán y aplicarán en cada una de ellas en los próximos años. Ese plan de acción será supervisado y revisado a lo largo del tiempo para que siga respondiendo a los desafíos cambiantes y a las nuevas circunstancias.

Tal y como se ha indicado, la UE importa el 53% de la energía que consume. Algunos países dependen, respecto a sus importaciones de gas, de un proveedor principal. La diversificación de fuentes y proveedores de energía es esencial para la mejora de nuestra seguridad energética.

La exploración de nuevas regiones suministradoras de combustibles y nuevas tecnologías, un mayor desarrollo de los recursos autóctonos y la mejora de las infraestructuras para acceder a nuevas fuentes de suministro contribuirán a incrementar la diversificación y la seguridad del sector energético de Europa.

En este contexto, en lo que respecta al gas, se desarrollará un paquete de diversificación que, entre otras cosas, incluirá una revisión del Reglamento sobre la seguridad del suministro de gas. En cuanto a la diversificación, se está trabajando en el corredor meridional de gas, en el desarrollo de una estrategia para aprovechar mejor el

potencial del gas natural licuado y del almacenamiento, y en la creación de centros líquidos de gas con proveedores múltiples en Europa Central y Oriental y en el Mediterráneo.

Sobre la base de la Estrategia Europea de Seguridad Energética de mayo de 2014, se evaluarán las opciones de la agregación voluntaria de demanda para la compra colectiva de gas en caso de crisis y cuando los Estados miembros dependen de un único proveedor. Tales medidas deberían estar en plena consonancia con las normas de la OMC y con la legislación de competencia de la UE.

Actualmente, los controles de cumplimiento de los Acuerdos Intergubernamentales (AIG) se realizan después de que un Estado miembro y un país no miembro de la UE hayan celebrado un acuerdo. En el futuro, se deberá informar a la Comisión de la negociación de los AIG desde el principio, a efectos de una mejor evaluación ex ante de su compatibilidad con la normativa del mercado interior y con los criterios de seguridad del suministro. Además, la participación de la Comisión en tales negociaciones con terceros países y la introducción de cláusulas contractuales estándar evitarán presiones indebidas y asegurarán el respeto de la normativa europea con más eficacia. Por tanto, la Comisión revisará la Decisión sobre los AIG y propondrá opciones para garantizar que la UE hable con una sola voz en las negociaciones con terceros países. En cuanto a los contratos comerciales de suministro de gas, debe reforzarse la transparencia. La Comisión presentará una propuesta al respecto en el contexto de la revisión del Reglamento sobre la seguridad del suministro de gas.

La electricidad se produce en su mayor parte dentro de la UE a partir de una amplia gama de fuentes y tecnologías. Los Estados miembros han optado por combinaciones energéticas diferentes en función de la disponibilidad de recursos y de las preferencias nacionales. Las interconexiones eléctricas entre Estados miembros son cruciales para el intercambio transfronterizo de electricidad, pues a menudo las combinaciones energéticas de los Estados miembros son complementarias. La evolución de la situación del mercado eléctrico y, sobre todo, la creciente cuota de las energías renovables, exigen la adopción de medidas adicionales para impulsar la integración del mercado.

Responder a los desafíos actuales del mercado eléctrico -en particular, la integración de energías renovables variables y la garantía de la seguridad de suministro- requiere un

diseño del mercado que prevea la coordinación de capacidades a escala regional, el almacenamiento y una mayor flexibilidad en la respuesta a la demanda, de manera que los consumidores puedan participar mejor en los mercados y el intercambio transfronterizo de energía sea más fácil. A tal fin, se reforzarán las normas del comercio transfronterizo de energía y se propondrán medidas adecuadas para animar a los productores de energía renovable a integrarse mejor en el mercado de la electricidad más general.

Las infraestructuras energéticas las financian, por lo general, el mercado y las tarifas abonadas por los usuarios de las redes. Solo algunos proyectos de infraestructuras en Europa requerirán subvenciones del Mecanismo Conectar Europa (MCE)<sup>37</sup> para salir adelante. Se trata de proyectos que, si bien no son viables desde el punto de vista comercial, resultan necesarios por las externalidades que proporcionan: seguridad de suministro, solidaridad o innovación tecnológica.

Muchos otros proyectos podrían recurrir a otros métodos de financiación con más efecto palanca que las subvenciones o las ayudas financieras directas. Cabe señalar, en este contexto, los instrumentos financieros que forman parte del MCE y, sobre todo, el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE),<sup>38</sup> un instrumento muy importante

---

<sup>37</sup> El Mecanismo Conectar Europa para el período 2014-2020 continúa las anteriores Ayudas financieras comunitarias en el ámbito de las redes transeuropeas de transporte y energía y cuenta con un presupuesto total propuesto de 33.240 millones de euros para todo el período (26.250 millones de euros para el sector transportes; 1.140 millones de euros para el sector de las telecomunicaciones y 5.850 millones de euros para sector de la energía). Son países participantes en este programa los Estados Miembros de la Unión Europea. En los casos en que sea necesario para lograr los objetivos de un determinado proyecto de interés común, podrán participar entidades establecidas en países terceros. Este Mecanismo permitirá la preparación y ejecución de proyectos de interés común, en el marco de la política de las redes transeuropeas en los sectores del transporte, las telecomunicaciones y la energía.

<sup>38</sup> El Plan de Inversiones para Europa es un paquete de medidas para desbloquear la inversión pública y privada con al menos 315.000 millones de euros en la economía real durante los próximos tres años (2015-2017). Constituye un esfuerzo conjunto de la Comisión Europea y el Banco Europeo de Inversiones (BEI). Para ello se impulsará la participación de los Estados miembros, los bancos nacionales de fomento, las autoridades regionales y los inversores privados, a través de la creación de un nuevo Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE) en el seno del BEI. En comparación con las estructuras existentes, el Fondo tendrá un perfil de riesgo diferente, ofrecerá fuentes adicionales de financiación y se centrará en proyectos que aseguren un mayor valor social y económico, más allá de los proyectos financiados actualmente a través del BEI o de los programas existentes de la UE. Para la creación del FEIE, se constituirá una garantía de 16.000 millones de euros con cargo al presupuesto de la UE que se ingresará en el Fondo. El BEI comprometerá 5.000 millones de euros. Los Estados miembros, directamente o a través de sus bancos nacionales de fomento, tendrán la oportunidad de contribuir al Fondo con capital y garantías. Se estima que el Fondo alcanzará un efecto multiplicador de 1:15 en inversiones reales en la economía. En general, con una contribución inicial de 21.000 millones de euros a escala de la UE, el Fondo tiene el potencial de generar al menos 315.000 millones de euros de financiación adicional durante el periodo 2015-2017.

que completará el MCE financiando proyectos de infraestructuras energéticas en Europa. El FEIE intervendrá cuando no se disponga de otras fuentes de financiación para proyectos, en condiciones razonables, aceptando un perfil de riesgo más elevado.

La estrategia marco para la Unión de la Energía no contiene iniciativas nuevas sobre tributación de la energía a escala de la UE. Pero se anima a los Estados miembros a adoptar una nueva perspectiva de la fiscalidad de la energía, tanto a nivel nacional como europeo.

Las políticas fiscales nacionales deben conciliar la necesidad de proporcionar incentivos para un uso más sostenible de la energía, por un lado, y la de garantizar una energía a precios competitivos y asequibles para todos los consumidores, por otro.

Por otro lado, la tasa de renovación de edificios es insuficiente, y las inversiones en eficiencia de edificios para inquilinos o propietarios con bajos ingresos son especialmente lentas. La calefacción y la refrigeración siguen representando la mayor fuente de demanda de energía de Europa.

Por tanto, es preciso revisar las Directivas sobre eficiencia energética de los edificios con objeto de crear las condiciones adecuadas para seguir avanzando en este campo. Basándose en la experiencia de los Estados miembros sobre el terreno, serán necesarios métodos de simplificación del acceso a la financiación existente para reforzar la eficiencia energética del parque inmobiliario. Las inversiones en eficiencia de los edificios son actualmente las que más benefician a los ciudadanos y la industria.

La Unión de la Energía garantizará la racionalización de la energía renovable y su plena integración en un sistema energético plenamente sostenible, seguro y rentable. Este proceso permitirá a la UE mantenerse como líder mundial en tecnología e innovación competitivas en el campo de las energías renovables, así como en sistemas y servicios energéticos inteligentes y flexibles.

Para hacer realidad este objetivo:

- Se aplicará plenamente la normativa existente y se adoptarán nuevas normas del mercado para integrar con eficacia la producción de energía renovable en el mercado, lo que incluirá el desarrollo de nuevas infraestructuras, sobre todo de interconexiones.



- Se facilitará la cooperación y la convergencia de las políticas y regímenes de apoyo nacionales en materia de energías renovables en consonancia con el desarrollo del mercado interior y, en particular, con el nuevo diseño del mercado de la electricidad, lo que garantizará la competencia equitativa entre todas las fuentes de generación y la cobertura de la demanda, así como la apertura transfronteriza de los mecanismos de apoyo a las energías renovables.
- Se promoverán actividades de investigación y demostración en energía renovable más focalizadas, incluido el recurso a fondos específicos de la UE.
- Se garantizará que el sector de la calefacción y refrigeración a partir de fuentes renovables contribuya en una medida significativa a la seguridad energética de la UE.
- Se acelerará la descarbonización del sector del transporte, promoviendo la electrificación del transporte y las inversiones en producción de biocarburantes avanzados, y proseguirá la integración de los sistemas de energía y de transporte. Esas iniciativas reducirán el coste general de la financiación de proyectos de energías renovables y facilitarán la consecución de los objetivos de 2020 y 2030.

El objetivo de reducir, como mínimo, el 40% de las emisiones internas de gases de efecto invernadero de la actualidad a 2030, respecto a los niveles de 1990, es uno de los objetivos principales de la política de la UE en materia de clima y obtuvo el respaldo de los líderes de la UE en octubre de 2014.

A nivel de la UE, se trata de un objetivo rentable que nos mantiene en la senda hacia una economía hipocarbónica de aquí a 2050. A nivel internacional, el objetivo de reducir, como mínimo, el 40% de las emisiones internas servirá de base para la aportación de la UE a las negociaciones internacionales sobre un nuevo acuerdo en materia de clima que tendrán lugar en París en diciembre de 2015, y contribuye a las medidas necesarias para mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C en comparación con los niveles preindustriales.

La UE alcanzará ese objetivo de la manera más rentable posible, lo que exigirá reducir las emisiones en los sectores del mercado del carbono del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE-UE) y en los sectores no incluidos en el RCDE-UE (sectores excluidos), a saber, en un 43% en los sectores del RCDE-UE y en un 30% en los sectores excluidos, respecto a los niveles de 2005, de la fecha actual a 2030. El carácter interno del objetivo de reducción de las emisiones significa que debe alcanzarse mediante reducciones producidas dentro de la UE.

El objetivo de reducir, como mínimo, el 40% de las emisiones contribuye a las prioridades de impulsar el crecimiento, mejorar la competitividad y crear empleo para los ciudadanos de la UE. Se trata de un objetivo realista y se espera que refuerce la seguridad energética y la eficiencia en el uso de los recursos y, al mismo tiempo, estimule el crecimiento verde y la competitividad, favorezca las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, impulse la demanda y los ingresos de los sectores industriales que producen esas tecnologías, y genere empleo ecológico en nuevos sectores en crecimiento, tales como la ingeniería, las industrias básicas, los equipos de transporte, la construcción y los servicios empresariales.

Aparte de su importancia crucial para la política de clima de la UE, la consecución de este objetivo aporta múltiples beneficios energéticos, económicos y ambientales.

Desde el punto de vista energético, reducirá el consumo de combustibles fósiles, lo que, a su vez, mitigará la vulnerabilidad de la economía a la inseguridad del suministro de combustible y a los elevados precios del combustible importado. El ahorro de combustible se ha estimado en un importe mínimo de 18.000 millones de euros en los dos próximos decenios. Además, los costes de la transición hacia una economía hipocarbónica no difieren sustancialmente de los costes en que se incurrirá de todas maneras por la necesidad de renovar un sistema energético obsoleto. Desde el punto de vista ambiental, la consecución del objetivo reducirá también la contaminación atmosférica.

El marco en materia de clima y energía para 2030 es parte integrante de la Unión de la Energía y contribuye a la transición hacia una economía hipocarbónica.

Además, se introducirán modificaciones legislativas para permitir que la industria se beneficie de medidas relativas a la fuga de carbono y de la asignación gratuita de

derechos de emisión después de 2020, en consonancia con los principios acordados por los líderes de la UE.

Por último, se modificará la Directiva sobre el RCDE de la UE con objeto de crear una base jurídica para el establecimiento de un Fondo de Innovación y un Fondo de Modernización. Se trata de dos instrumentos financieros que se financiarán con los ingresos de los derechos de emisión desde 2021 hasta 2030. El Fondo de Innovación respaldará las actividades de demostración en el ámbito de las tecnologías hipocarbónicas en toda la UE; por su parte, el Fondo de Modernización respaldará la modernización de los sistemas energéticos de los Estados miembros con bajos ingresos.

Respecto al transporte, resaltar que es, tras la energía, el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero de la UE. Representa alrededor de una quinta parte de todas las emisiones, de la cual el 80%, aproximadamente, recae en el transporte por carretera. La UE cuenta ya con una serie de políticas y normativas destinadas a reducir esas emisiones y mitigar su impacto en el cambio climático, entre las cuales destacan las siguientes:

- Objetivos obligatorios en materia de CO<sub>2</sub> para turismos y furgonetas.
- Una estrategia para reducir el consumo de combustible y las emisiones de CO<sub>2</sub> de los camiones y autobuses.
- Objetivos para incrementar la cuota de los combustibles renovables en el transporte y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles para el transporte por carretera.
- El requisito de que las autoridades públicas tengan en cuenta el consumo energético y las emisiones de CO<sub>2</sub> a la hora de comprar vehículos.
- Normas que obligan a los Estados miembros a desarrollar marcos de actuación nacionales para el desarrollo del mercado de los combustibles alternativos y sus infraestructuras.

Se aboga por un planteamiento global y neutro desde el punto de vista tecnológico para promover la reducción de emisiones y la eficiencia energética del transporte, así como el transporte eléctrico y las fuentes de energía renovables en el transporte también

a partir de 2020. A partir de los logros conseguidos en este terreno, se deben examinar los instrumentos y las medidas para descarbonizar el transporte por carretera.

Para garantizar que todas las iniciativas europeas, regionales, nacionales y locales en el ámbito de la energía contribuyan a la consecución de los objetivos de la Unión de la Energía de manera coherente, se pondrá en marcha un sistema de gobernanza de la Unión de la Energía fiable, transparente e integrado.

La gobernanza debe asegurar la consecución de los objetivos de la Unión de la Energía, concretamente la implementación del mercado interior de la energía y del marco en materia de clima y energía para 2030, así como proporcionar a los inversores seguridad a largo plazo.

En este contexto, el proceso de gobernanza debe racionalizar los mecanismos existentes de planificación y comunicación de las políticas de energía y clima y reducir cargas administrativas innecesarias, al tiempo que supervisa la aplicación del acervo comunitario. Además, la gobernanza debe profundizar la cooperación entre los Estados miembros y con la Comisión.

La investigación y la innovación en el ámbito de la energía constituyen una de las piedras angulares esenciales de la emergente Unión de la Energía. Los descubrimientos actuales de la investigación en el campo de la energía, coordinados de manera creciente tanto por la Unión Europea y sus Estados miembros, están generando nuevas oportunidades para la creación de un sistema energético del futuro más seguro, sostenible y competitivo.

Por su carácter transversal, la investigación y la innovación contribuirán a todas las dimensiones de la Unión de la Energía y ayudarán a Europa a cumplir sus ambiciosos objetivos en materia de clima y energía.

Una contribución vital a los objetivos de la Unión de la Energía procederá de la aplicación de *Horizonte 2020* (H2020), el *Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE*, dotado de un presupuesto de casi 80.000 millones de euros, -COM (2011) 808, de 30 de noviembre de 2011-. Este apoyo financiero servirá de catalizador y de estímulo para el desarrollo de las tecnologías energéticas seguras, limpias y eficientes del mañana.

La política de cohesión jugará un papel destacado en la implementación de la Unión de la Energía sobre el terreno a través proyectos que aportarán a los ciudadanos beneficios reales en el ámbito de la energía. De hecho, gracias a los considerables fondos disponibles para inversiones en apoyo de la transición hacia una economía hipocarbónica, que ascienden a unos 38.000 millones de euros para el periodo 2014-2020, la política de cohesión ayudará a los Estados miembros, las regiones, las administraciones locales y los ciudadanos a aplicar las tan necesarias inversiones en eficiencia energética de los edificios, energías renovables, redes inteligentes o transporte urbano sostenible.

Por tanto, en consonancia con algunos de los objetivos clave de la Unión de la Energía, las inversiones ayudarán a reducir las costosas importaciones de energía, diversificar las fuentes de suministro energético, combatir la pobreza energética, recortar las emisiones, crear puestos de trabajo y apoyar a las pequeñas y medianas empresas.

### **4.3. Interconexión Energética en Europa**

En el Consejo Europeo de octubre de 2014 (celebrado los días 23 y 24), y sobre la base de los principios definidos en las Conclusiones del Consejo Europeo de marzo de 2014, se debatió y acordó el Marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030. Entre las conclusiones adoptadas se hizo un llamamiento a todos los Estados miembros a fin de lograr, para el año 2020, la interconexión de al menos el 10% de su capacidad instalada de producción eléctrica. Esto significa que cada Estado miembro debe contar con cables de la red eléctrica que permitan que al menos el 10% de la electricidad producida por sus centrales eléctricas pueda ser transportada a través de sus fronteras a los países vecinos. Este objetivo fue reconocido, por primera vez, en el Consejo Europeo de Barcelona de 2002, durante la tercera Presidencia española del Consejo de la UE.

En este sentido, la COM (2015) 82, de 25 de febrero de 2015, *Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10%. Preparación de la red eléctrica europea de 2020*, responde a las citadas conclusiones y presenta una estrategia para garantizar la plena integración del mercado interior de la electricidad a través de unos niveles adecuados de interconexión, estrategia que formará parte de la Unión de la Energía.

Cuando se produce un fallo en una central eléctrica o se dan condiciones meteorológicas extremas, los Estados miembros necesitan poder recurrir a sus vecinos para importar la electricidad que precisan. Sin infraestructuras, es imposible comprar y vender electricidad a través de las fronteras. Por lo tanto, la conexión de los sistemas eléctricos aislados es esencial para la seguridad del suministro y contribuye al logro de un mercado de la energía verdaderamente integrado a escala de la UE, lo que constituye un factor clave para la Unión de la Energía.

Con buenas conexiones entre países vecinos: los sistemas eléctricos serán más fiables y habrá un menor riesgo de que se produzcan cortes bruscos de suministro; podremos ahorrar dinero con la reducción de la necesidad de construir nuevas centrales eléctricas; los consumidores tendrán más posibilidades de elección, lo que ejercerá una presión a la baja en las facturas de los hogares; y las redes eléctricas podrán gestionar mejor los crecientes niveles de energías renovables, y, en particular, las energías renovables variables, como la eólica y la solar.

Más energías renovables también significan más empleo (en 2012, trabajaban en las empresas de energías renovables y de tecnología de la UE cerca de 1,2 millones de personas).

Unas redes de energía europeas bien conectadas se traducirán en un ahorro directo para el consumidor. Según la Comisión Europea, los consumidores de la UE podrían ahorrar cada año entre doce mil y cuarenta mil millones de euros con una integración plena de los mercados.

En la actualidad, 12 Estados miembros están insuficientemente conectados con el mercado de la electricidad de la UE. Son los siguientes: Italia, Irlanda, Rumanía, Portugal, Estonia, Letonia, Lituania, Reino Unido, España, Polonia, Chipre y Malta.

Este objetivo establece un nivel mínimo requerido de interconectividad que todos los Estados miembros deben conseguir de aquí a 2020. En función de la posición geográfica de un país y de su combinación energética, como, por ejemplo, el peso de las energías renovables en la misma, alcanzar solo el mínimo requerido del 10% puede no ser suficiente. Por consiguiente, la UE está estudiando aumentar el objetivo hasta el 15% de en 2030. Sin embargo, dado que en algunos Estados miembros el objetivo del 15% podría requerir inversiones que ya no serían económicamente justificables, es importante que se evalúen los cuellos de botella, fijándose las metas más altas caso por caso.

El principal instrumento para alcanzar este objetivo es la lista de Proyectos de Interés Común (PIC) de infraestructuras energéticas. La primera lista se adoptó en 2013 y contiene 248 proyectos. De ellos, 37 son proyectos de interconexión eléctrica en Estados miembros que no alcanzan el objetivo del 10%.

Todos estos proyectos se benefician de unos procedimientos de concesión de licencias acelerados y de unas mejores condiciones reguladoras, y, en el caso de algunos de ellos, de acceso a ayuda financiera.

Los PIC contribuirán significativamente a la consecución de este objetivo. De hecho, cuando se completen los proyectos previstos, todos los Estados miembros (a excepción de España y Chipre) habrán alcanzado el objetivo del 10% para el año 2020. La lista de

PIC se actualizará cada dos años con el fin de incorporar proyectos nuevos y eliminar aquellos que ya hayan sido realizados.

La Comisión Europea calcula que, de la fecha actual a 2020, se necesitarán cerca de 40.000 millones de euros para alcanzar el objetivo del 10% en el conjunto de la UE.

España y Francia han dado un paso más para entrar en el mercado europeo de la electricidad al inaugurar el pasado 20 de febrero de 2015, la primera nueva interconexión de los últimos 30 años. Para llevar a cabo este proyecto, con el que se duplicará la capacidad de intercambio entre España y Francia, y se lograrán precios más bajos de la luz, ha sido necesaria una inversión de 700 millones de euros y 15 años de negociaciones y trabajos.

Se trata del proyecto más caro de la historia de Red Eléctrica de España (REE), que ha realizado esta obra al 50% con su homóloga francesa RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a través del consorcio Inelfe, sin embargo gracias a esta nueva interconexión se pasará de los 1.400 a 2.800 megavatios, o lo que es lo mismo, del 3% actual de la demanda al 6%.

Además se mejorará la calidad del suministro de las poblaciones del Roussillon (Francia) y del Empordà (Gerona) y se garantizará el suministro eléctrico necesario para el correcto funcionamiento del tren de alta velocidad en el lado español.

Concretamente el proyecto consiste en un enlace eléctrico subterráneo, el más largo del mundo, que está operativo a nivel comercial desde el mes de junio de 2015, entre los municipios de Santan Llogaia (Gerona) con Baixas (Francia), de 64,5 kilómetros de longitud.

Esta interconexión dará a España una nueva vía para comercializar la energía sobrante en otros mercados europeos, ya que actualmente esa energía restante se perdía.

La mayor estabilidad y seguridad del suministro son otras de sus ventajas, pero sin duda la más esperada por la industria española es la de tener acceso a energía más barata. Se trata de optimizar y de encontrar el precio más económico para los dos lados.

Además, este proyecto permitirá en un futuro dar entrada a la electricidad procedente de energías renovables, principalmente la eólica. De esta manera, se



contribuirá al objetivo de la UE que fija que en 2020 el 20% del consumo de energía sea renovable.

La apuesta de Europa por proyectos de este tipo es decidida, por eso REE y RTE trabajan ya en una nueva línea que cruzaría el golfo de Vizcaya y llegaría hasta Aquitania. Se están realizando los estudios del fondo marino, ya que será un enlace submarino de 400 kilómetros de longitud. El coste de estos estudios, que previsiblemente finalizarán en 2016, se eleva hasta los 10 millones de euros y están subvencionados al 50% por la UE. La inversión total del proyecto, en el caso de que se lleve a cabo, se prevé en más de 1.600 millones de euros.

La Unión Europea también ha colaborado activamente en la financiación de la interconexión con Francia, pues de los 700 millones de euros ha subvencionado 225 millones de euros en el marco del programa EEPR (European Energy Programme for Recovery). Además, Inelfe, la sociedad creada por REE y RTE para desarrollar este proyecto, ha contado con financiación del Banco Europeo de Inversiones a través de un préstamo de 350 millones de euros.

La nueva línea es una solución singular, para un proyecto singular, que tiene la particularidad de ser de corriente continua, mientras que las redes española y francesa son de corriente alterna. Por ello, ha sido necesario construir dos estaciones convertidoras, una en cada extremo del trazado.

El trazado de la interconexión eléctrica es soterrado a través de un sistema de zanja, excepto en el tramo que cruza los Pirineos por el macizo de la Albera, que es a través de un túnel. Se trata de una zanja con un cajón de hormigón por el que transcurren los cables soterrados.

En total, se han instalado 250 kilómetros de cable, ya que la interconexión se compone de cuatro cables, dos por enlace. Estos cables transportarán de un lado a otro de la frontera 2.800 megavatios de corriente continua a 320 kilovoltios, lo que supone un récord absoluto entre las interconexiones subterráneas para corriente continua.

El túnel que cruza los Pirineos tiene una longitud de 8,5 kilómetros y 3,5 metros de diámetro. Del trazado total, 7,5 kilómetros transcurren en territorio francés y 1 kilómetro en territorio español. El túnel circula paralelo al túnel del tren de alta

velocidad y, como este, tiene su entrada y salida en los términos municipales de La Jonquera (España) y Montesquieu des Albères (Francia).

En este sentido, el 4 de marzo de 2015 se celebró en España una Cumbre sobre interconexiones energéticas convocada por España, con el objetivo de avanzar en el compromiso común de Francia, España, Portugal y las instituciones de la Unión Europea con las interconexiones energéticas y la financiación de estas a través de fondos europeos.

Las interconexiones constituyen una pieza clave de la Unión Energética, que busca el establecimiento efectivo, en el seno de la Unión Europea, de un mercado energético interior y de una política común de energía, ambos sectores muy importantes para las empresas porque les permitirán acceder a un recurso fundamental para su competitividad a costes mejores y más previsibles.

Pero también son dos polos esenciales para el medio ambiente, porque sin ellos no es posible el desarrollo de las energías renovables, así como para la seguridad de nuestro continente, porque facilitan la diversificación de fuentes y reducen la dependencia de suministros de zonas inestables del mundo. Y, por último, son igualmente imprescindibles para los ciudadanos porque permitirán que la energía llegue a los hogares a menor precio, incrementado con ello su bienestar.

En el caso de la interconexión eléctrica entre España y Francia, tras la inauguración de la Línea de Alta Tensión entre Santa Llogaia y Baixas el 20 de febrero de 2015, se doblará el nivel de interconexión, pero lejos todavía del objetivo marcado por el Consejo Europeo.

La Cumbre de marzo de 2015 aprobó una Declaración común firmada por los Jefes de Estado y de Gobierno de España, Francia y Portugal y del presidente de la Comisión, en la que se recalcó el compromiso con las interconexiones energéticas de los participantes en la reunión y detalla una serie de medidas que se adoptarán tanto por los gobiernos de los países participantes como por la Comisión Europea.

Entre estas medidas destaca la adopción de una estrategia común de los operadores de sistemas de transmisión de España, Portugal y Francia; o la creación de un nuevo Grupo regional de alto nivel para Europa sudoccidental que, con la participación de la

Comisión Europea, supervisaría el progreso de los correspondientes proyectos y prestaría funciones de asesoramiento técnico.

El conocido como Plan Juncker de Inversiones<sup>39</sup> supone una ventana de oportunidad para la financiación público-privada de las infraestructuras de interconexiones energéticas. Está previsto que los bancos públicos de inversiones (en el caso de España, el Instituto de Crédito Oficial) contribuyan a la financiación que pueda destinarse a los proyectos concretos de inversión con 1.500 millones de euros.

Los proyectos de interconexión energética encajan perfectamente en el Plan Juncker, ya que han sido considerados como una prioridad de la UE en su conjunto. Son proyectos que contribuyen a la creación del mercado único de la energía, al crecimiento económico, al empleo y a la competitividad, del mismo modo que contribuirán a los objetivos de la UE en materia de energías renovables y reducción de gases de efecto invernadero, siendo, además, proyectos de colaboración público-privada con efecto multiplicador que generan retornos para devolver la inversión.

Tras la inauguración el 20 de febrero de 2015, por parte del presidente del Gobierno español y del primer ministro de Francia, de la línea de muy alta tensión entre España y Francia, y la posterior reunión del 27 de febrero de 2015 en Madrid del presidente del Gobierno español con el vicepresidente de la Comisión Europea, Jyrki Katainen, encargado del diseño y ejecución del Plan Juncker, para tratar, entre otras cosas, de la inclusión de los proyectos de interconexiones energéticas en la financiación de este plan, la Cumbre del 4 de marzo de 2015 selló el compromiso de España, Francia y Portugal, con el apoyo de la Comisión Europea y del BEI, para hacer posible que el objetivo de llegar al 10% de interconexión con el resto de Europa sea una realidad en los próximos años, que contribuirá al fortalecimiento de las economías, a la creación de empleo y a la seguridad energética de la UE en su conjunto.

En un mundo cada vez más globalizado, donde no existen fronteras ni distancias en muchos aspectos de nuestra vida diaria, nos encontramos con que los suministros de energía que nos facilitan y mantienen nuestro nivel de vida son cada vez más dependientes. Cuando la tendencia es unificar y sumar fuerzas para conseguir un

---

<sup>39</sup> El Plan de Inversiones para Europa es un paquete de medidas para desbloquear la inversión pública y privada con al menos 315.000 millones de euros en la economía real durante los próximos tres años (2015-2017). Ver contenido de nota anterior.

mercado energético unido, España no puede seguir como una isla energética en Europa, con una tasa de dependencia que se sitúa en el 70,5% frente al 52,3% de la media europea. Aunque desde 2008 hayamos conseguido reducirlo en cerca de un 10%, estas cifras nos alertan sobre la importancia de avanzar hacia la autosuficiencia.

Como ya se ha indicado no somos los únicos. Además de España, hay otros once países europeos que se encuentran sumidos en un peligroso aislamiento dentro de un marco socioeconómico cuanto menos conflictivo y cuya única salida es ser más autónomos y, de este modo, llevar la dependencia del exterior a niveles mínimos.

Aunque resulte paradójico, España es el país de Europa que más energía eólica genera gracias a la elevada capacidad de producción de energía renovable que nos proporcionan unas condiciones climatológicas ideales para ello. Es más, si la generación de fuentes renovables fuese constante, el 104% de los hogares españoles podría haberse autoabastecido con este tipo de energía en 2014. Pero, sin embargo, disponemos de un excedente de instalaciones en nuestro sistema que no somos capaces de asimilar. Con esta realidad, tenemos que buscar opciones que nos permitan sacar provecho tanto de nuestras virtudes como de nuestros defectos para conseguir ese marco ideal que tanto buscamos. En estos últimos años, España ha realizado un enorme esfuerzo inversor para disponer de excelentes infraestructuras y es un potencial que se debe explotar al máximo.

Una de las claves es dar los pasos que permitan adaptar el escenario energético a las particularidades de cada país. La UE ya ha marcado como objetivo conseguir que la capacidad de intercambio comercial alcance el 10% para 2020 en todos los países miembros. Pero para poder lograrlo, es fundamental encontrar el equilibrio entre tres factores: seguridad, precio e impacto medioambiental. Una consigna difícil de alcanzar, pero no imposible.

Se trata de un desafío que podemos afrontar de dos formas: por un lado, a través de la exportación de nuestro excedente y, por otro lado, con la consolidación de unas normas únicas por las que se rijan la fijación de precios. Dos objetivos que no podemos alcanzar sin construir puentes energéticos que nos comuniquen y mantengan unidos con el resto de Europa. En España nos situamos en los niveles más bajos de interconexiones de toda la Unión Europea y cambiar esta realidad debe convertirse en prioridad, ya que

se ha transformado en la pieza fundamental del puzle que nos impide exportar todo lo que somos capaces de producir.

Por ello, la reciente interconexión energética creada entre España y Francia (Inelfe), la primera en 30 años, sienta las bases de lo que debería ser el futuro de nuestra energía, ya que nos permitirá no sólo duplicar nuestra capacidad de intercambio hasta los 2.800 megavatios de los 1.400 actuales, sino además aumentar el intercambio comercial hasta el 6%. De hecho, el incremento de las interconexiones entre España y Francia es considerado por la Unión Europea como una de las cuatro prioridades en materia de electricidad.

Este proyecto, que arrancó en 2008 y supone un total de 65 kilómetros que recorre el este de los Pirineos, se trata de un primer paso hacia un único continente energético que estima para finales de esta década unas conexiones eléctricas capaces de satisfacer el promedio de la demanda total anual energética de los países de la UE.

Fomentar las interconexiones es sinónimo de eficiencia energética, porque gracias a ello seremos capaces de transferir gas y electricidad desde centros de producción cada vez más alejados hasta grandes lugares de consumo, además de realizar un uso optimizado de las infraestructuras, la seguridad del suministro y un desarrollo industrial y comercial sostenible y competitivo. Sin olvidar que compartir recursos contribuye a reducir el impacto medioambiental del consumo de electricidad que aumentará un 80% en los próximos 30 años.

Un segundo paso sería conseguir una mayor igualdad de condiciones para todos los países miembros y, como consecuencia, la creación de un mercado más integrado. Esta igualdad de condiciones incentivaría la competitividad e innovación en nuestra industria y, por tanto, también podría reducir el impacto de los costes energéticos en la economía española. La bajada de precios vendría como consecuencia de una racionalización de la oferta de las renovables y unas transacciones más beneficiosas entre los países.

Una serie de pautas que nacen con el objetivo de dibujar el futuro de una Europa alineada que, con la construcción de estos puentes energéticos, sea capaz de generar energía donde hay recursos naturales y utilizarla donde la tecnología es más eficiente, así como eliminar las fronteras que impiden a islas energéticas como España disfrutar de una energía autosuficiente.



## **5. LA ENERGÍA EÓLICA EN 2014**

---

### **5.1. La Energía Eólica en el Mundo**

La eólica ha seguido dando muestras de buena salud en el mercado mundial en 2014, aunque se aprecian algunos cambios importantes.

Mercados tradicionales como el español están parados. Otros, como el de Europa del Este, dan muestras de agotamiento y apenas contribuyen al volumen de ventas general en el mundo. Algunos, como el indio y el latinoamericano, crecen deprisa. Por lo tanto, se aprecian cambios en los equilibrios de fuerzas al crearse nuevos mercados que, en términos generales, están más fragmentados.

Se está produciendo una tendencia importante en países en desarrollo que aún dependen fuertemente de los derivados del petróleo, en los que se ha acelerado la transición a las energías renovables, con la eólica en el centro, sin pasar por tecnologías como el carbón o la nuclear.

Mientras tanto, la descarbonización de la economía mundial se acelera: Estados Unidos y China parecen decididos a formar parte de los países que se comprometan en 2015 a apostar por una fuerte reducción de las emisiones, lo que está acelerando su transición energética hacia las renovables.

En la UE, mientras países como Alemania, Francia, Reino Unido o Polonia han dejado claro que se encuentran inmersos en una revolución energética en la que la eólica tendrá un papel estelar, otros como España e Italia parece que dan pasos hacia atrás.

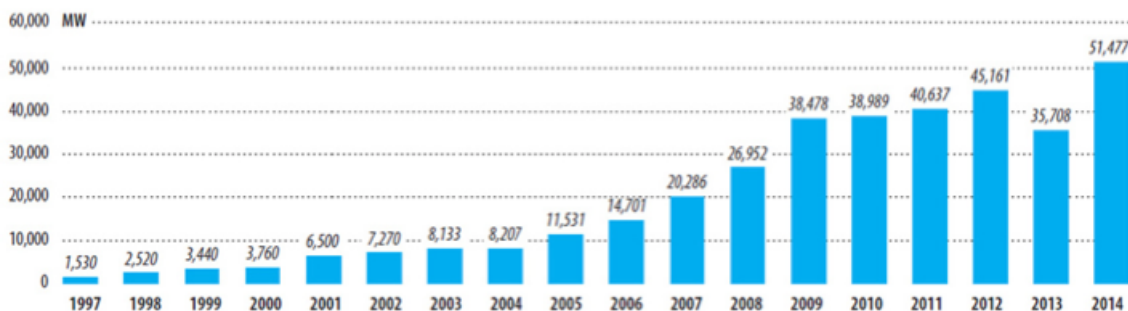
El Global Wind Energy Council (GWEC, 2015) ha hecho públicas sus cifras, que muestran que después del parón de 2013, el ejercicio 2014 ha sido un año récord: se instalaron 51.477 MW eólicos en el mundo, lo que supone un aumento del 44% y sitúa la potencia instalada total en 369,55 GW. Con ella se puede satisfacer cerca de un 5% de la demanda mundial de electricidad.

De los más de 50.000 MW que se instalaron en el mundo en 2014, China sigue siendo la locomotora mundial, con 23.196 nuevos megavatios eólicos, lo que supone el 45% de todo el crecimiento mundial. El gigante asiático acumula una capacidad total de

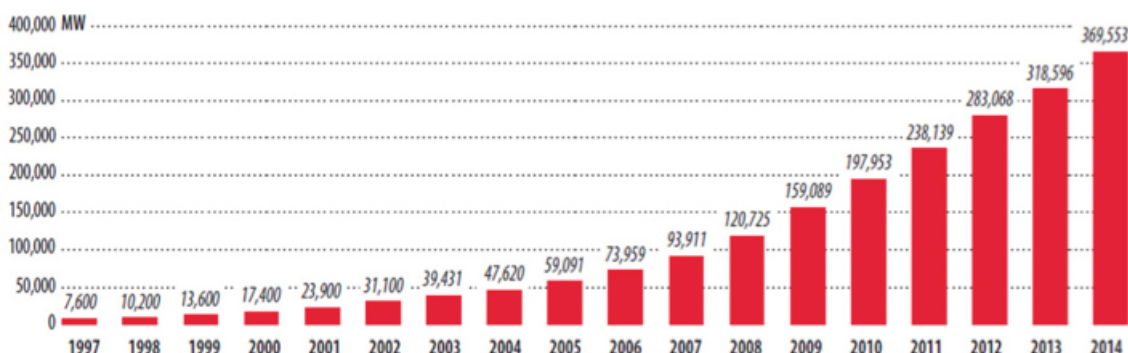
115.000 MW. India fue el segundo país asiático que más instaló, con 2.315 MW. Esto sitúa a Asia como el mercado de mayor crecimiento de la eólica en el mundo: en 2014 se instalaron 26.161 MW.

**Figura 17. Potencia eólica anual instalada en el mundo. 1997-2014**

Fuente: GWEC (2015)



**Figura 18. Potencia eólica instalada en el mundo acumulada. 1997-2014**

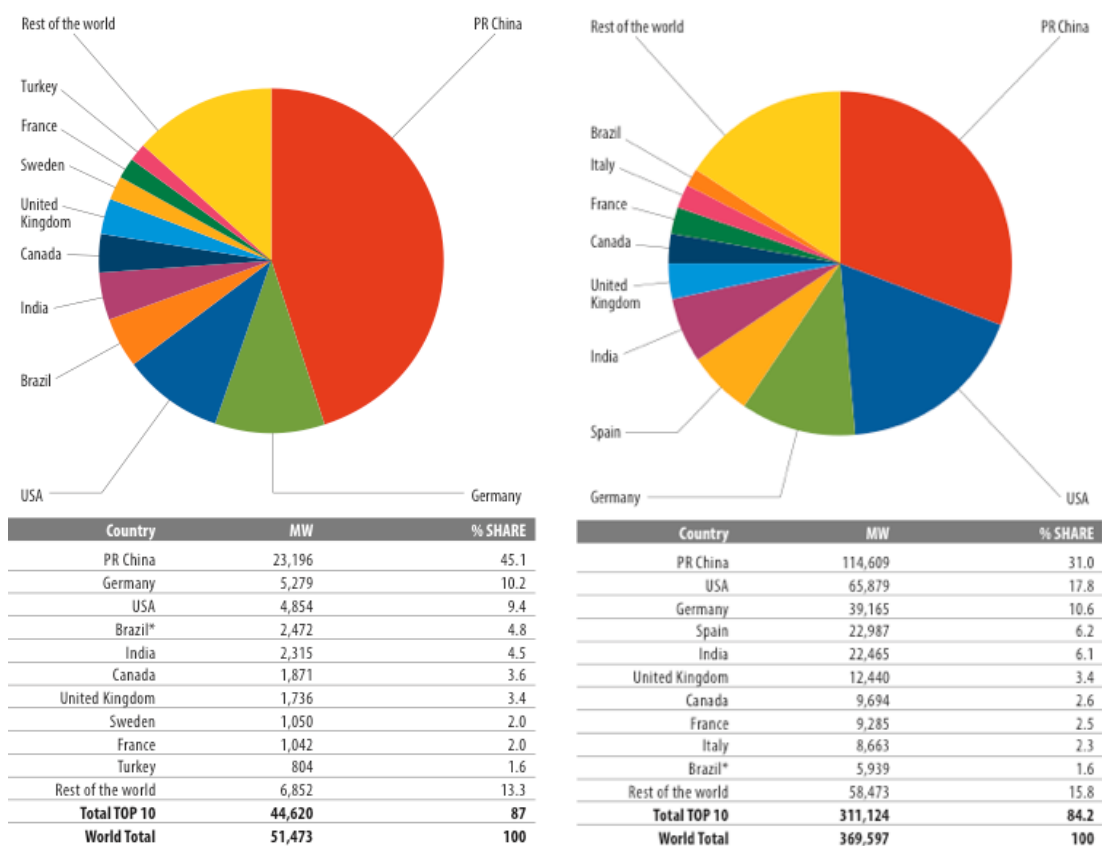


Fuente: GWEC (2015)

El mercado americano sumó cerca de 11.000 MW en el año. Estados Unidos mostró síntomas de recuperación con 4.854 MW nuevos, cuatro veces más que el año anterior, pero muy por debajo del récord de 13.000 MW eólicos de 2012. Según la Asociación Eólica de Estados Unidos (AWEA), esto es debido a la incertidumbre que está creando la política federal: los créditos fiscales a la producción de energía renovable se prorrogaron apenas dos semanas antes de finales de año y han vuelto a expirar.



**Figura 19. Top 10: Nueva capacidad instalada en 2014/Acumulado a 2014**



\* Proyectos con completamente instalados, con conexión pendiente a la red en algunos casos

Fuente: GWEC (2015)

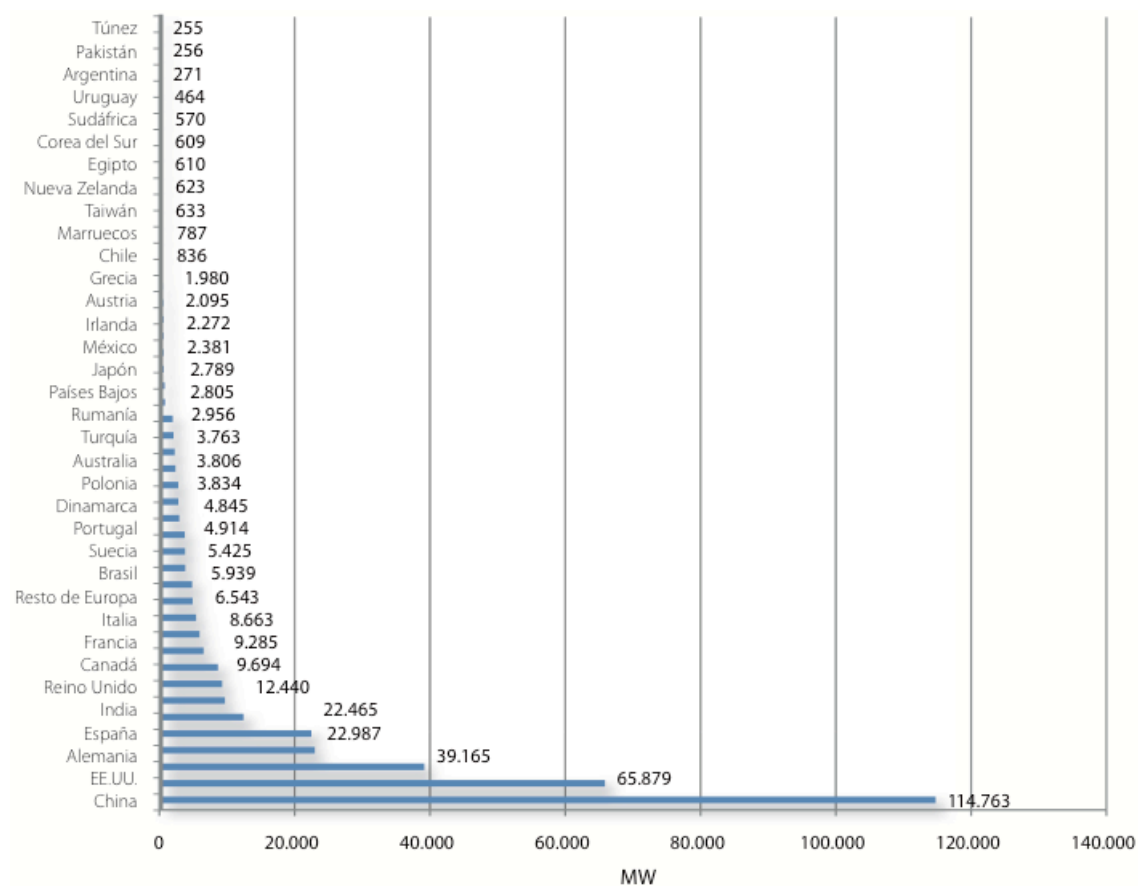
Canadá batió un nuevo récord, al instalar 1.871 MW. De los países latinoamericanos, Brasil fue el que más actividad registró, con 2.472 MW nuevos, seguido de México, Chile y Uruguay con 522, 506 y 405 MW, respectivamente.

La potencia eólica en la Unión Europea aumentó en 11.791 MW –un 5,3%– en 2014, alcanzando una capacidad total acumulada de 128.800 MW (120.600 MW en tierra y algo más de 8.000 MW de eólica marina). Alemania fue el país que más instaló, al añadir 5.279 MW. Reino Unido fue el segundo país en nuevas instalaciones, con 1.736 MW. Suecia sumó 1.050 MW. Por el contrario, países como Dinamarca, España e Italia redujeron el ritmo de instalación frente a 2013 en un 90,4%, 84,3% y 75,4%, respectivamente.

Marruecos conectó el parque eólico más grande de África, de 300 MW. Por su parte, Sudáfrica instaló 560 MW, lo que llevó la nueva potencia del continente africano hasta 934 MW.

Pese a la incertidumbre generada por el Gobierno australiano por la revisión del RET (Renewable Energy Target), objetivo de que en 2020 el 20% del total de la energía producida en el país proceda de fuentes energéticas renovables, el país logró aumentar su potencia en 567 nuevos megavatios.

**Figura 20. Potencia instalada por países acumulada a finales de 2014 (primeros 35 países)**

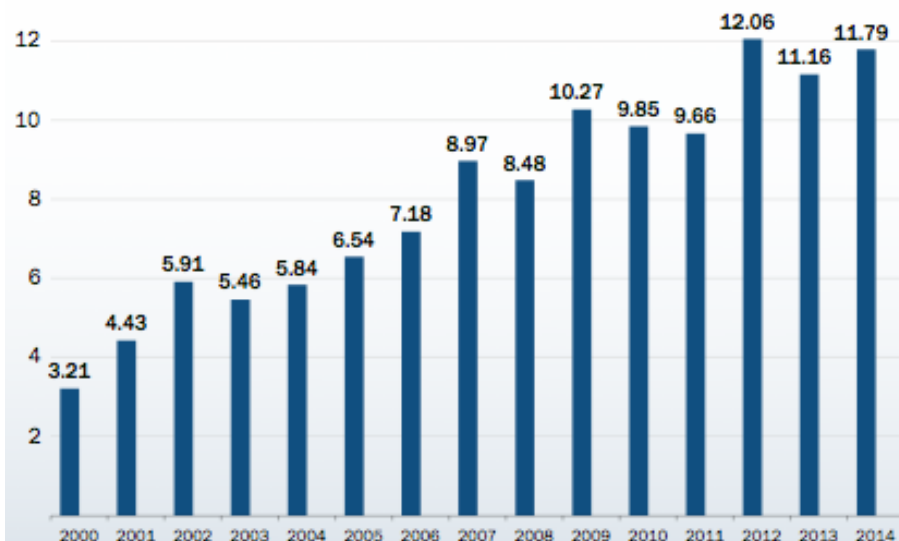


Fuente: EWEA (2015)

## 5.2. La Energía Eólica en Europa

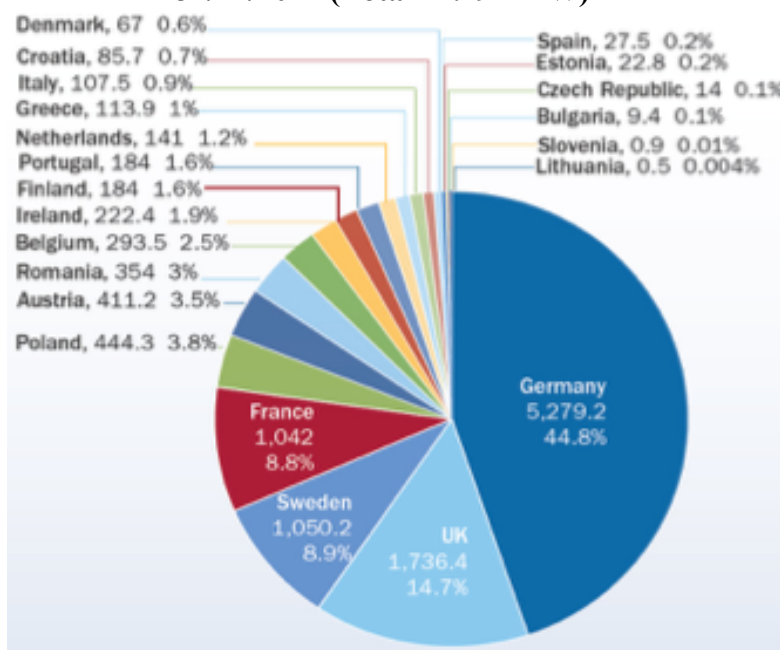
La energía eólica dio muestras de buena salud en la Unión Europea en 2014, con 11.791 MW nuevos megavatios eólicos –un 5,3% más que el año anterior–, hasta alcanzar una capacidad acumulada de 128,8 GW, según los datos de la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA, 2015).

**Figura 21. Potencia eólica instalada por años en la UE (GW)**



Fuente: EWEA (2015)

**Figura 22. Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE a 31/12/2014 (Total 11.791 MW)**



Fuente: EWEA (2015)

De los 22 países que instalaron nueva potencia en el año, sólo cuatro estuvieron por debajo de España: Bulgaria, República Checa, Lituania y Estonia. Por el contrario, Alemania y Reino Unido, considerados un ejemplo por su política industrial y energética, acapararon el 59,5% de las nuevas instalaciones (véase Tabla 6).

**Tabla 6. Potencia instalada por países en Europa en 2014**

	Instalado en 2013	Fin 2013	Instalado en 2014	Fin 2014
<b>Capacidad en UE (MW)</b>				
<b>Alemania</b>	3.238,40	34.250,20	5.279,20	39.165
<b>Austria</b>	308,4	1.683,80	411,2	2.095
<b>Bélgica</b>	275,6	1.665,50	293,5	1.959
<b>Bulgaria</b>	7,1	681,1	9,4	690,5
<b>Croacia</b>	81,2	260,8	85,7	346,5
<b>Chipre</b>		146,7		146,7
<b>Dinamarca *</b>	694,5	4.807	67	4.845
<b>Eslovaquia</b>		3,1		3,1
<b>Eslovenia</b>	2,3	2,3	0,9	3,2
<b>España</b>	175,1	22.959,10	27,5	22.986,50
<b>Estonia</b>	10,5	279,9	22,8	302,7
<b>Finlandia</b>	163,3	449	184	627
<b>Francia</b>	630	8.243	1.042	9.285
<b>Grecia</b>	116,2	1.865,90	113,9	1.979,80
<b>Hungría</b>		329,2		329,2
<b>Irlanda</b>	343,6	2.049,30	222,4	2.271,70
<b>Italia</b>	437,7	8.557,90	107,5	8.662,90
<b>Letonia</b>	2,2	61,8		61,8
<b>Lituania</b>	16,2	278,8	0,5	279,3
<b>Luxemburgo</b>	58,3	58,3		58,3
<b>Malta</b>				
<b>Países Bajos</b>	295	2.671	141	2.805
<b>Polonia</b>	893,5	3.389,50	444,3	3.833,80
<b>Portugal *</b>	200	4.730,40	184	4.914,40
<b>Reino Unido</b>	2.075	10.710,90	1.736,40	12.440,30
<b>República Checa</b>	8	268,1	14	281,5
<b>Rumanía</b>	694,6	2.599,60	354	2.953,60
<b>Suecia</b>	689	4.381,60	1.050,20	5.424,80
<b>Total UE-28</b>	<b>11.357,30</b>	<b>117.383,60</b>	<b>11.791,40</b>	<b>128751,4</b>

\*Datos provisionales

*Nota: debido a ajustes en los datos de 2013, los datos de 2014 no corresponden exactamente a la suma de la nueva potencia instalada*

Fuente: EWEA (2015)

Según el informe de EWEA (2015), “2014 muestra el impacto negativo de la incertidumbre política, regulatoria y de mercado que invade Europa, con marcos legislativos inestables frenando las inversiones en eólica”.

España es el mejor ejemplo de esta situación: según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la potencia instalada eólica ha aumentado en tan solo 27,48 MW en 2014, el menor crecimiento en veinte años, como consecuencia de la inseguridad jurídica introducida por la Reforma Energética.

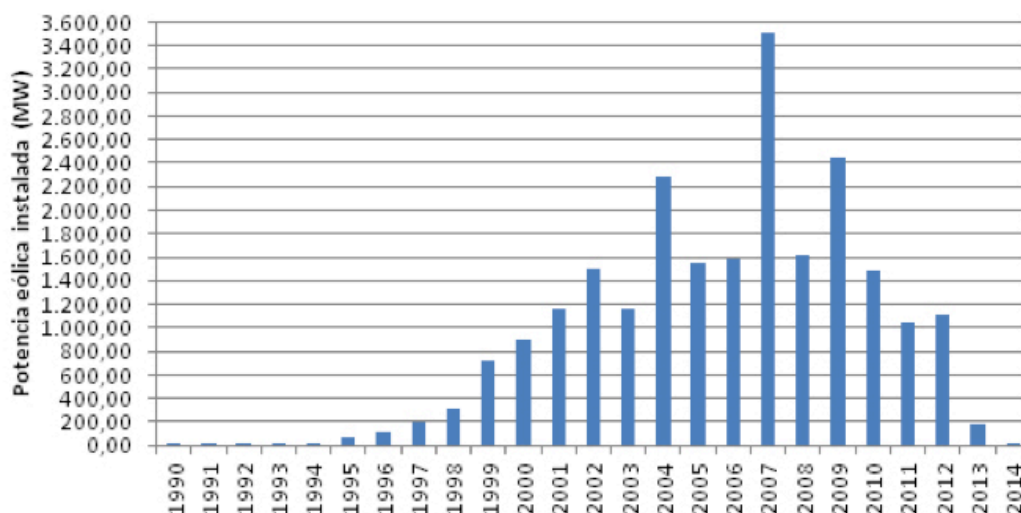
Es decir, que España sigue ocupando la cuarta posición del mundo y la segunda de Europa por potencia eólica instalada. Pero corre el riesgo de perder el liderazgo si el resto de países apuestan por fuerza por el sector mientras España frena las nuevas inversiones.

### 5.3. La Energía Eólica en España

En el año 2014 las nuevas inversiones en potencia instalada en el sector eólico español se han reducido respecto a las cifras de crecimiento de los años precedentes.

En este sentido, la potencia instalada eólica ha aumentado en tan solo 27,48 MW en 2014, el menor crecimiento en veinte años (véase Figura 23). De estos nuevos megavatios, tan sólo 14 MW corresponden a la instalación de un parque eólico, en Galicia. A esto hay que sumar que han entrado en funcionamiento los 11,5 MW del parque experimental Gorona del Viento, en la Isla de El Hierro. El resto son aerogeneradores aislados y aumentos de potencia nominal.

**Figura 23. Evolución de la potencia eólica instalada año a año en España (MW)**



Fuente: AEE (2015)

La reciente Reforma Energética en España ha sido una de las principales causas de esta reducción en el crecimiento de las nuevas inversiones en energía eólica, ya que ha introducido la modificación retroactiva del marco normativo y la adopción de un nuevo sistema retributivo que modifica las condiciones económicas cada seis años, por lo que cambia la rentabilidad de las inversiones varias veces a lo largo de la vida útil de la instalación, lo que genera incertidumbre y desincentiva las nuevas inversiones.

Esto ha tenido como consecuencia que no se hayan instalado todos los parques que estaban inscritos en el Registro de Preasignación –unos 150 MW se han quedado fuera– y que hayan acudido sólo 15 de los 450 MW previstos a la convocatoria pública de

Canarias, dónde el Gobierno tiene interés en instalar nueva potencia eólica para reducir los sobrecostos de generar electricidad con centrales convencionales. Por estos mismos motivos, en la actualidad parece complicado que se den las condiciones previstas en la Planificación Energética del Gobierno español para cumplir los objetivos europeos de consumo a través de energías renovables de cara a 2020.

El Gobierno ha hecho públicas sus intenciones sobre la Planificación Energética 2015-2020 y la senda a seguir para cumplir con los objetivos europeos a 2020. Según el Informe de Sostenibilidad Ambiental que la acompaña (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015), el Ministerio indica que sería necesario instalar entre 4.553 y 6.473 MW eólicos en seis años, hasta alcanzar unos 29.500 MW.

Sólo en los años 2015 y 2016, considera que habría que instalar 2.500 MW, lo que supondría volver a crecer a ritmos de los años anteriores a la Reforma pero con unas condiciones mucho más restrictivas.

Sin embargo, a mediados de octubre de 2015, el Ejecutivo no ha convocado las subastas que serían necesarias según la nueva regulación para instalar nueva potencia eólica, aunque es previsible que se realicen antes de concluir el año, lo que puede producir que en los próximos años España siga quedándose al margen de un mercado en el que en Europa se han invertido un máximo de 18.700 millones de euros sólo en 2014.

Estas previsiones ponen de manifiesto que el cumplimiento de que el 20% del consumo final de energía proceda de fuentes renovables en 2020 puede no alcanzarse. Además, hay que tener en cuenta que en 2020 cerca del 45% de la potencia instalada habrá llegado a los quince años de vida.

De hecho, un informe de 2014 sobre cambio climático y energía, denominado *Trends and Projections in Europe 2014*, de la Agencia Europea de Medioambiente (EEA, 2014), sentenciaba que es improbable que España consiga el objetivo con las actuales condiciones, a la vista de los datos de 2013 y 2014, y asegura que “*tendrá que diseñar e implementar nuevas medidas o usar mecanismos de flexibilidad*” para conseguir los objetivos.

Para cumplir con la senda que marca el Ejecutivo para 2020, sería necesaria una regulación estable en todos los ámbitos del estado, lo que supondría modificar la

reciente Reforma Energética. De lo contrario, España puede incumplir los compromisos europeos, que son vinculantes.

La Planificación del Gobierno muestra la importancia de la eólica para España y la necesidad de que las empresas sigan trabajando en propuestas que mejoren las condiciones del sector en el contexto actual.

Las cifras definitivas de 2014 confirman que el eólico ha sido el sector más perjudicado por la Reforma Energética. El recorte total de ingresos sufrido por el sector en el año ha alcanzado los 1.063 millones de euros, un 27% (incluidos los incentivos, los ingresos en el mercado y el impuesto del 7%).

La potencia eólica instalada en España a 31 de diciembre de 2014 se situaba en un total de 22.986,5 MW (véase Tabla 7).

**Tabla 7. Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2014 (ordenadas por potencia acumulada)**

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Acumulado 31/12/2013	Potencia 2014	Acumulado 31/12/2014	Nº de parques (*)
Castilla y León	5.560,01		5.560,01	241
Castilla-La Mancha	3.806,54		3.806,54	139
Andalucía	3.337,73		3.337,73	153
Galicia	3.314,12	14,18	3.328,3	161
Aragón	1.893,31		1.893,31	87
Cataluña (**)	1.267,05	1,8	1.268,85	47
Comunidad Valenciana	1.188,99		1.188,99	38
Navarra	1.003,92		1.003,92	49
Asturias	518,45		518,45	21
La Rioja	446,62		446,62	14
Murcia	261,96		261,96	14
Canarias	165,11	11,5	176,61	56
País Vasco	153,25		153,25	7
Cantabria	38,30		38,30	4
Baleares	3,68		3,68	46
<b>TOTAL</b>	<b>22.959,02</b>	<b>27,48</b>	<b>22.986,5</b>	<b>1.077</b>

Fuente: AEE (2015)

(\*) Incluye ampliaciones y parques experimentales.

(\*\*) La nueva potencia es un aumento de la potencia nominal de evacuación del parque; no se han hecho nuevas instalaciones.



**Tabla 8. Reparto de la potencia instalada por Promotores  
(ordenados por potencia acumulada)**

PROMOTOR	Potencia eólica instalada en 2014 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2014 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
IBERDROLA		5.513,07	24,0%
ACCIONA ENERGÍA		4.267,82	18,6%
EDPR		2.099,15	9,1%
ENEL GREEN POWER ESPAÑA		1.491,55	6,5%
GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES	14	982,00	4,3%
EOLIA RENOVABLES (*)	1,8	514,75	2,2%
EyRA		512,56	2,2%
VAPAT		471,25	2,1%
RWE Innogy Aersa, S.A.U.		442,71	1,9%
OLIVENTO, S.L.		420,79	1,8%
ENERFIN		400,41	1,7%
E.ON Renovables		380,61	1,7%
BORA WIND ENERGY MANAGEMENT		329,99	1,4%
MEDWIND (**)		246,75	1,1%
RENOVALIA RESERVE		246,10	1,1%
MOLINOS DEL EBRO		234,25	1,0%
GEAL, S.A.		231,41	1,0%
GAMESA ENERGÍA		219,45	1,0%
IBEREÓLICA		194,30	0,8%
EÓLICA DE NAVARRA		164,13	0,7%
ALDESA ENERGÍAS RENOVABLES		164,05	0,7%
FERSA		148,90	0,6%
ELECDEY		140,10	0,6%
OTROS	11,68	3.170,42	13,8%
<b>TOTAL</b>	<b>27,48</b>	<b>22.986,5</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: AEE (2015)

(\*) La nueva potencia es un aumento de la potencia nominal de evacuación del parque; no se han hecho nuevas instalaciones.

(\*\*) Renomar cuenta con un total de 493,5 MW. Acciona controla el 50% de esta sociedad, por lo que en el cuadro sólo se refleja el 50% que corresponde a Medwind.

**Tabla 9. Reparto de la potencia instalada por Fabricantes (ordenados por potencia acumulada)**

FABRICANTE	Potencia instalada en 2014 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2014 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
GAMESA		12.008,09	52,2%
VESTAS	14	4.090,99	17,8%
ALSTOM		1.739,09	7,6%
ACCIONA WIND POWER		1.728,63	7,5%
GE		1.413,14	6,1%
SIEMENS		772,3	3,4%
ENERCON	11,5	526,55	2,3%
SUZLON		218	0,9%
NORDEX (*)	1,8	185,18	0,8%
DESA		100,8	0,4%
LAGERWEY		37,5	0,2%
M-TORRES		46,8	0,2%
KENETECH		36,9	0,2%
SINOVEL		36	0,2%
REPOWER		25	0,1%
EOZEN		4,5	
NORVENTO	0,1	0,4	
ELECTRIA WIND		0,15	
WINDECO		0,05	
OTROS	0,08	16,45	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>27,48</b>	<b>22.986,52</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: AEE (2015)

(\*) La nueva potencia es un aumento de la potencia nominal de evacuación del parque; no se han hecho nuevas instalaciones.

A pesar del insignificante aumento de potencia eólica en 2014, la eólica fue la segunda tecnología en el sistema eléctrico en 2014, con una producción de 51.138 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20,4%, según los datos publicados por Red Eléctrica de España (REE, 2014).

Aun teniendo en cuenta la actual situación de incertidumbre del sector eólico español, es preciso destacar las siguientes datos:

- Más de 20.000 personas trabajan en el sector eólico en nuestro país.
- Exporta tecnología por valor de casi 2.000 millones de euros al año.
- Invierte en I+D alrededor de 85 millones de euros anuales.
- La eólica aporta directa e indirectamente 2.623 millones de euros al PIB en el que representa el 0,24%.
- La energía eólica cubre las necesidades de electricidad de unos 10 millones de hogares y evita la emisión de unos 22 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año.



## 6. ANÁLISIS DE LAS ESTRATEGIAS COMPETITIVAS

---

### 6.1. Importancia de la formulación de la estrategia empresarial

La formulación de la estrategia probablemente sea el tema más discutido y debatido del mundo empresarial. Diferentes generaciones de líderes empresariales han considerado el desarrollo de una buena estrategia como el factor diferenciador del éxito. Directivos, académicos y consultores, todos buscando una estrategia ganadora, han contribuido a la cuestión y al debate.

El trabajo por ellos realizado no ha sido improductivo, y de hecho ha dado lugar al desarrollo de varias escuelas de pensamiento estratégico, tal y como describen Henry Mintzberg, Bruce Ahlstrand y Joseph Lampel (1998) en su libro *Strategy Safari*, donde estudiosos y expertos tienen opiniones y concepciones muy distintas de la estrategia y ni siquiera se ponen de acuerdo sobre su definición. Incluso el papel de la estrategia se ha puesto en duda recientemente por quienes sugieren que nuestro entorno empresarial, tan dinámico y en rápida evolución, vuelve ineficaz una estrategia a largo plazo y casi instantáneamente obsoleta.

Sin embargo, hay quien sugiere lo contrario. Por ejemplo, Porter (1985), tal vez el pensador académico más conocido del mundo en el tema de estrategia, afirma que la estrategia nunca ha sido tan importante.

Pero en realidad, ¿qué significa tener una estrategia? Pocos conceptos se utilizan tanto en el management y, si les preguntamos a muchos directivos, nos responden hablando de visión e ideales muy parecidos entre ellos. Por ejemplo: *“Deseamos convertirnos en la primera empresa de nuestro mercado. Lo que más nos importa es una elevada satisfacción de nuestros clientes. Ofrecemos a nuestros clientes productos y servicios con una relación precio/calidad excelente. La calidad es para nosotros algo más que una palabra hueca”*.

Este tipo de explicación es importante, pero demasiado global. La posibilidad de llevarlo a la práctica pasa en primer lugar por el establecimiento concluyente de los objetivos estratégicos de la empresa, pero no debemos quedarnos ahí. Es más, lo que debe conseguirse por medio de una estrategia es una aclaración sobre cómo van a

alcanzarse esos objetivos. ¿Qué productos vamos a ofrecer?. ¿En qué mercados?. ¿A qué tipo de clientes?. ¿Se ajustan las capacidades de nuestros trabajadores a la gama de servicios a ofrecer?.

Además, las preguntas anteriores sólo se pueden responder teniendo en cuenta la situación de la competencia. Si una empresa compete con otra por los escasos recursos de los compradores, ésta deberá presentar ventajas específicas frente a sus competidores, para convencer al comprador de que compre sus productos o servicios.

Ser diferente es lo que garantiza la existencia de la empresa. Crear esta diferenciación es lo que muchos autores ven como el núcleo verdadero de la estrategia, en concreto Treacy y Wiersema (1999) opinan que para que una empresa pueda tener éxito, debe definir para los clientes utilidades únicas y que nadie más ofrezca en un determinado mercado. En la economía actual existen incontables posibilidades de ser diferente.

Según Henderson (1989), *“Lo que diferencia a los competidores puede ser el precio, la forma de venta, la posibilidad de suministro (...) o la cercanía geográfica (...). Puesto que las empresas pueden combinar estos factores de forma múltiple, existen numerosas posibilidades para cada una de ellas de mejorar su propia ventaja, ampliando aquello que la haga destacar especialmente frente a sus competidores”*.

Las organizaciones empresariales no pueden aprovechar simultáneamente todas las posibilidades existentes de la diferenciación. Existe el peligro de perder el propio perfil al intentar ofrecer cuantas más características de diferenciación posibles. Cuando alguien intenta serlo todo para todos, termina siendo nada para nadie. La necesidad de disponer de una selección con un enfoque claro de elementos de diferenciación conduce a la necesidad de tener una estrategia.

Porter (1985) describe una estrategia como *“la creación de una posición de mercado única y con contenido que incluya una serie de actividades empresariales diferenciadoras”*. Pero todavía hay más, Porter (1985) lanza un segundo mensaje de advertencia: *“la estrategia no es eficacia operativa”*. La eficacia empresarial tal y como la define Porter (1985) consiste en *“realizar actividades comparables mejor que la competencia”*.

Es necesario mejorar constantemente la eficacia empresarial para poder trabajar con una rentabilidad superior a la media. Y sin embargo, esto por sí solo tampoco es suficiente. Sólo unas pocas empresas han conseguido imponerse con éxito a sus competidores por un tiempo prolongado y tan sólo gracias a su eficiencia empresarial. Probablemente esto se deba a que los mejores procedimientos de actuación se difunden rápidamente.

Los competidores son capaces de copiar rápidamente métodos de gestión, técnicas nuevas o formas sobresalientes para el cumplimiento de las necesidades de los clientes, así en opinión de Porter (1985): *“La eficacia empresarial se ha incrementado a lo largo del último decenio de una forma impresionante y, sin embargo, son muchas las empresas que sufren la disminución del rendimiento”*.

A modo de conclusión y continuando con las ideas de Porter (1985) podemos afirmar que: *“estrategia es seleccionar el conjunto de actividades en las que una empresa destacará para establecer una diferencia sostenible en el mercado”*. Continúa diciendo Porter (1985) que: *“la diferenciación surge de las actividades que se elijan y de cómo se lleven a cabo”*.

Sin embargo, existe un problema añadido respecto a las estrategias fallidas: en la mayoría de los casos (en torno al 70%), el verdadero problema no es la mala estrategia, sino la mala ejecución. Este hecho pone de manifiesto la importancia no sólo de los procesos de definición de la estrategia, sino también, y esto es casi más importante, la forma de llevar dicha estrategia a la práctica, convirtiendo la estrategia en casi un trabajo diario para todo el conjunto de personas de una organización.

### ***Definiciones de estrategia***

A continuación se presentan otras definiciones de estrategia obtenidas de diversos expertos en estrategia que serán útiles para el análisis estratégico a realizar en la tesis:

Chandler (1962): *“La definición de las metas y objetivos a largo plazo de una empresa, la adopción de acciones y la asignación de los recursos necesarios para la consecución de estos objetivos”*.

Quinn (1980): *“Una estrategia es el modelo o plan que integra los principales objetivos, políticas y sucesión de acciones de una organización en un todo coherente.*

*Una estrategia bien formulada ayuda a ordenar y asignar los recursos de una organización de una forma singular y viable, basada en sus capacidades y carencias internas relativas, en la anticipación a los cambios del entorno y en las eventuales maniobras de los adversarios inteligentes”.*

Henderson (1989): *“Estrategia es una búsqueda deliberada de un plan de acción que cree y desarrolle una ventaja competitiva de la empresa. Para cualquier empresa, la búsqueda es un proceso iterativo que comienza con el reconocimiento de dónde está y qué tiene ahora. Sus competidores más peligrosos son los que más se le parecen. Las diferencias entre la empresa y sus competidores son el fundamento de su ventaja. Si tenéis empresas y son viables, ya tenéis alguna clase de ventaja, no importa cuán pequeña o sutil... El objetivo es agrandar el alcance de su ventaja, lo que sólo puede conseguirse a costa de otro”.*



## **6.2. Competitividad de las naciones**

El estudio del momento de entrada en un mercado ha sido objeto de numerosas investigaciones desde el campo de Dirección Estratégica (Lieberman y Montgomery, 1988). La visión tradicional postula, recurriendo a diferentes argumentos teóricos, que existen ventajas para el primer competidor que entran en un mercado (Robinson y Fornell, 1985; Urban et al., 1986; Lieberman y Montgomery, 1998).

Así, como consecuencia directa de llevar a cabo una estrategia pionera, una empresa puede conseguir una ventaja en costes y/o diferenciación respecto las que desarrollen una estrategia seguidora. Una entrada anterior permite lograr economías de escala antes de que otras empresas lleguen al mercado. También permite obtener un mayor volumen de producción acumulada, reduciéndose los costes unitarios por el efecto experiencia.

Además, las inversiones anticipadas en capacidad refuerzan el compromiso de la empresa con el nuevo producto o tecnología, lo que afianza su reputación en el mercado e incrementa el riesgo para los seguidores. Por todo ello, parece lógico que muchos estudios empíricos hayan constatado la existencia de ventajas derivadas de ese acceso temprano, mostrando un efecto significativo y duradero del momento de entrada en la cuota de mercado.

Sin embargo, en los últimos años hay autores que han venido apuntando que las ventajas asociadas a los seguidores pueden ser tan relevantes como las tradicionalmente atribuidas a los pioneros (García Villaverde y Ruiz Ortega, 2006a), encontrándose en algunos casos una relación negativa entre el orden de entrada y los resultados (Boulding y Christen, 2003). Asimismo, diversos trabajos recopilatorios (Kerin et al., 1992; Vanderwerf y Mahon, 1997; Lieberman y Montgomery, 1998) han detectado limitaciones en las investigaciones empíricas, lo que vendría a poner en cuestión la existencia de una relación simple, positiva e incondicionada entre la estrategia pionera y el éxito en el mercado.

Como consecuencia del cuestionamiento del paradigma tradicional, han aparecido nuevos planteamientos para analizar la relación entre ambas variables. Por una parte, un primer enfoque rechaza que la experiencia del pionero se traduzca en una ventaja competitiva sostenible en determinados contextos de elevada incertidumbre tecnológica o altas tasas de crecimiento. Por otra parte, hay una influyente línea de investigación

que mantiene que el éxito de una estrategia pionera estará condicionado por los recursos y capacidades de la empresa. A continuación profundizo en las aportaciones realizadas por cada uno de estos enfoques.

### ***Influencia del entorno sectorial***

Conforme a los planteamientos de la Economía Industrial, la estructura de un sector condiciona a las estrategias o conductas seguidas por las empresas del mismo y éstas, a su vez, afectan a los resultados (Porter, 1985). Por lo tanto, el entorno tendrá una influencia en el impacto de la estrategia pionera sobre la consecución y mantenimiento de ventajas competitivas (Suárez y Lanzolla, 2007). En concreto, las variables del entorno que han suscitado mayor interés son el dinamismo y el ritmo de crecimiento del mercado.

Respecto a la primera, tal y como señalan Hill y Jones (1996), cuanto mayor dinamismo se observa en el sector, mayores serán las posibilidades de obtener resultados superiores como consecuencia de una estrategia seguidora. La generación y mantenimiento de ventajas sostenibles por parte de los pioneros depende de la evolución de las condiciones ambientales. Los pioneros se enfrentan a una situación de incertidumbre, generada por el nivel de inestabilidad de la demanda y de la tecnología (Gómez y Maicas, 2010). Esta inestabilidad en el entorno puede ocasionar una inadecuada interpretación de la evolución del mercado y unas estimaciones equivocadas de la demanda (Shepherd y Shanley, 1998). Las empresas pioneras no conocen diversas variables que son relevantes para tomar decisiones, como el tamaño potencial del mercado, los factores que determinan el nivel y la rapidez de crecimiento, cómo va a quedar segmentado el mercado, cuáles son las cadenas de suministro más adecuadas o cuál va a ser la reacción de los competidores de mercados afines.

Cuando la demanda o la tecnología son inestables y es difícil predecir sus cambios, las ventajas de los seguidores pueden ser superiores a las de los pioneros. Éstos se introducen en el mercado con una mayor información respecto a la evolución del mismo, lo que les permitirá una mejor adaptación a sus necesidades (Aaker y Day, 1986; Shepher et al., 2000). En estas circunstancias, las empresas seguidoras no sólo tendrían mayores posibilidades de responder mejor a las nuevas condiciones del entorno, sino que también podrían beneficiarse de unos menores costes de entrada que

los de los pioneros, debido al aprovechamiento de inversiones realizadas por éstos previamente. De manera que si los factores clave de éxito de un sector no permanecen estables, las empresas seguidoras podrán entrar aprovechando la posición de desventaja del pionero, consiguiendo así unos resultados superiores a lo largo del tiempo (Shepherd y Shanley, 1998). Una aportación empírica interesante en este sentido es la de Shepherd et al. (2000) que demuestran que, si la estabilidad de los factores del sector es alta, la rentabilidad de las nuevas empresas se incrementa con una entrada temprana.

Por lo que respecta a la segunda de las variables, el ritmo de crecimiento, en un mercado en expansión es más probable que las empresas reaccionen imitando la estrategia pionera. Los seguidores intentarán identificar las fuentes de la ventaja competitiva y obtener los recursos necesarios para su desarrollo, aprovechando el menor nivel de incertidumbre al que se enfrentan (Grant, 1998). En un trabajo empírico, Robinson (1988) constató que el crecimiento del mercado influía en la magnitud de las reacciones durante el primer y segundo año después de la entrada. Este autor también encontró que las reacciones a la entrada en mercados en crecimiento eran más agresivas. Los resultados del estudio de Agarwal et al. (2002) concluyen igualmente que el patrón de crecimiento de la industria tiene implicaciones significativas en la relación tiempo de entrada-supervivencia de la empresa.

Por tanto, de acuerdo con este planteamiento que enfatiza la importancia del entorno sectorial, no hay garantías de que las ventajas tradicionalmente asociadas a la estrategia pionera sean suficientes para mantener una posición fuerte cuando se opera en un mercado dinámico o con fuerte ritmo de crecimiento.

### ***Importancia de los recursos y capacidades***

La Teoría de Recursos y Capacidades ha incidido en el impacto de los recursos de la empresa en la consecución de ventajas competitivas sostenibles (Barney, 1991). La implantación pionera de una estrategia puede permitir acumular recursos y capacidades que sean valiosos y difíciles de imitar, aprovechando un mejor posicionamiento en el ámbito geográfico y tecnológico durante un determinado periodo de liderazgo (Choi y Shepherd, 2004). Sin embargo, a veces los pioneros soportan costes de sobreinversión en I+D y asumen el riesgo de invertir y construir recursos inadecuados en términos de tecnología o procesos. Podemos considerar, por lo tanto, que los recursos y capacidades

de la empresa son factores moderadores de las ventajas de entrar primero en el mercado (García Villaverde y Ruiz Ortega, 2006b).

Según Grant (1998), el que ocupa inicialmente una posición estratégica tendrá acceso a recursos y capacidades que para el seguidor serían difíciles de conseguir. Los pioneros pueden acumular recursos valiosos difíciles de imitar, aprovechando la consecución de un determinado período de liderazgo. Así, los rivales se enfrentarán a dificultades para replicar el stock de recursos heterogéneos, con ambigüedad causal en su proceso, que sustentan la ventaja competitiva de la empresa (Fernández, 2004). Las barreras de entrada basadas en la consecución de recursos y capacidades superiores ofrecen a los pioneros la posibilidad de actuar en una situación de monopolio temporal que les permite obtener ventajas competitivas e influir en el desarrollo del mercado para que sean sostenibles (Ghemawat, 1991). Estos argumentos son consistentes con los resultados del estudio ya citado de Shepherd et al. (2000), que encuentra que los pioneros obtienen rentabilidades mayores a medida que se incrementa el periodo de liderazgo, vinculando este efecto a la acumulación de recursos superiores durante dicha etapa.

Es obvio que las empresas pioneras cuentan con más tiempo para establecer una posición que les permita imponer su estándar tecnológico. Ahora bien, la literatura ha resaltado otros tres recursos o capacidades que afectan de forma positiva a los resultados obtenidos por la empresa pionera: la localización, el control de la cadena de suministro y la capacidad de aprendizaje sobre los elementos clave del sector.

En primer lugar, el innovador puede localizarse en el lugar que considere más adecuado –desde el punto de vista de los factores y/o mercado– y de esta forma, aprovechar en exclusiva durante un periodo de tiempo de las ventajas que le otorga la ubicación elegida (Fernández, 2004). Además, el primero en entrar puede disfrutar de barreras institucionales, obteniendo una relación privilegiada con los gobiernos y otras entidades relevantes.

En segundo lugar, la empresa pionera detenta una posición privilegiada que le permite controlar la cadena de suministro, tanto hacia arriba con los proveedores como hacia abajo con la distribución (Karakaya y Kobu, 1994). El pionero goza de más grados de libertad para construir una red de cooperación con socios tecnológicos,

proveedores, distribuidores y clientes que suponga una barrera a la imitación, ya que excluye a los competidores que no forman parte del acuerdo, impidiéndoles acceder a la tecnología desarrollada y a los recursos complementarios necesarios para su explotación (Lieberman y Montgomery, 1988).

En tercer y último lugar, las empresas que optan por entrar primero pueden desarrollar determinadas capacidades dinámicas de aprendizaje para el sector en cuestión. Su experiencia les facilita la identificación de las oportunidades que ofrece esa actividad, permitiéndoles una reacción más rápida que la de empresas sin experiencia previa (Roure y Maidique, 1986). La estrategia pionera se caracteriza por una gran iniciativa empresarial, basada en informaciones e intuiciones sobre el mercado potencial y en su habilidad para anticipar los recursos que precisará en el futuro para mantener su competitividad (Shepherd y Shanley, 1998; Levesque et al., 2009).

Ese carácter dual de los recursos y capacidades -input para competir y al mismo tiempo output de las actividades efectuadas en el pasado- determina la necesidad de anticipar las consecuencias que la estrategia conlleva para la obtención de las capacidades clave en el sector (Ventura, 2008). Para que la estrategia pionera sea efectiva desde una perspectiva dinámica, tiene que generar recursos y capacidades suficientes para hacer viable la estrategia futura. Asimismo, la estrategia futura se desarrollará a partir de la estrategia pasada, sobre la base de conocimiento acumulado, sus recursos idiosincrásicos y la identificación de las características del sector.

El enfoque de recursos descrito concentra su atención en los elementos internos y viene a destacar que el éxito de la empresa pionera estará condicionado por los recursos y capacidades que la empresa sea capaz de controlar y desarrollar una vez que ha entrado al mercado. En síntesis, las aportaciones realizadas desde la Economía Industrial y la Teoría de Recursos y Capacidades han enriquecido el conocimiento sobre las ventajas que tradicionalmente se asociaban a la estrategia pionera.

En la presente tesis nos centramos en la estrategia competitiva del sector de la industria eólica española, un sector sometido a un elevado nivel de dinamismo y que ha experimentando un constante y rápido crecimiento, destacando su cuarta posición a nivel internacional, habiendo conseguido una situación de liderazgo fruto de una acertada gestión de su entrada pionera.

### **6.3. Análisis Estratégico del Sector Eólico**

En el presente apartado se desarrollará un análisis estratégico de las empresas del sector de la energía eólica en España, orientado a la producción de energía eléctrica destinada a la red de suministro general.

En este sentido, es preciso destacar que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico, destaca la importancia del sector energético en España. En su exposición de motivos señala: *“El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía. El desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y su estructura de aprovisionamiento de materias primas determinan la evolución de otros sectores de la industria. Por otra parte, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural: se trata de una actividad intensiva en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable -como la energía eléctrica- varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica. Todas estas características técnicas y económicas hacen del sector eléctrico un sector necesariamente regulado...”*

La electricidad, por tanto, está considerada como un bien público y de necesidad básica, todos los consumidores tienen derecho a ella, por ello y debido a que no se puede almacenar (o se carece de mecanismos para un almacenamiento eficiente), la generación de electricidad debe ser igual a la demanda en todo momento. Estas características marcan el desarrollo del sector eléctrico en general y del eólico en particular.

Debe tenerse en cuenta que el sector eléctrico es un sector en el que interactúan cuatro actividades principales, de las cuales dos son reguladas, el transporte y la distribución, y las dos restantes son actividades liberalizadas, generación y comercialización.

### **6.3.1. Propósitos y objetivos del sector eólico en España**

#### **6.3.1.1. Visión**

Constituir la energía eólica en España en fuente de generación de energía renovable con carácter de sostenible, eficiente y rentable para el año 2020.

#### **6.3.1.2. Misión**

Establecer mecanismos que faciliten el incremento del uso de la energía eólica en España dentro de un desarrollo conjunto de las fuentes de energía renovable en general y de la matriz energética española, teniendo como fin cubrir en mayor porcentaje la necesidad de suministro de energía eléctrica de la población, cumpliendo con parámetros de calidad a precios competitivos, mediante el uso de tecnología punta y logrando satisfacer un creciente mercado orientado al bienestar, productividad y economía de los clientes, manteniendo un equilibrio sostenible con su hábitat.

#### **6.3.1.3. Objetivos a largo plazo**

Se considera que el periodo de largo plazo en el cual se desenvuelve el sector eólico es de al menos diez años por las razones siguientes:

- Concordancia con los planes referenciales del sector energético del Estado y relacionados con el cumplimiento de los compromisos para 2020 y posteriores.
- Los proyectos requieren un prolongado periodo de maduración, dados los grandes niveles de inversión requeridos y los posibles cambios normativos.
- Los cambios tecnológicos en los procesos de generación energética no se implantan con relativa facilidad.
- Situación de aprovechamiento de energías renovables en el país.

Dentro del análisis estratégico se plantean los siguientes objetivos de largo plazo:

- Incrementar la competitividad de la energía eólica para alcanzar costes de generación de energía eléctrica que puedan ser viables económicamente con los ingresos del pool, sin necesidad de retribuciones públicas.
- Aprovechamiento de la evolución de la tecnología.

- Acceso a fuentes de financiación.
- Posicionar la energía eólica como una alternativa viable para contribuir a la diversificación de la matriz energética de España, así como al incremento de la generación de empleo.
- Alcanzar para el año 2020 los 29.500 MW de capacidad instalada de fuentes de energía eólica.

#### **6.3.1.4. Implementación**

Para la correcta implementación de las políticas estratégicas del sector eólico español será necesario realizar un análisis del entorno genérico, la estructura del sector, la matriz DAFO, la cadena de valor, y posteriormente definir las políticas estratégicas.

Se resaltan los siguientes valores sobre los cuales se basarán las políticas estratégicas y planes de acción:

- Identificación con el medio ambiente.
- Vocación de servicio.
- Innovación permanente.
- Conciencia ambiental.
- Adaptabilidad al cambio.



### **6.3.2. Análisis del entorno general del sector eólico (Análisis P.E.S.T.E.L.)**

#### **6.3.2.1. Ámbito político y gubernamental**

Una revisión estratégica del ámbito político y gubernamental del sector de la energía eólica en España requiere hacer una clara referencia a las políticas de Europa en materia de energías renovables, siendo preciso destacar, desarrollado en la Tesis: la Directiva 2009/28/CE, de energías renovables, el Protocolo de París y la Unión de la Energía.

En este sentido, desde Europa se fomentan políticas de adopción de medidas eficaces de lucha contra el cambio climático, con la combinación de sólidas iniciativas legislativas y programas de eficiencia energética, con una política de fomento de la competencia y las energías renovables eficaces.

Además de luchar contra el cambio climático, se tiene por objetivo reforzar la seguridad de abastecimiento y limitar la dependencia respecto de la energía importada. En un mundo de interdependencia global, la política energética europea tiene en cuenta los objetivos de sostenibilidad, competitividad y seguridad de abastecimiento.

Como se ha indicado, luchar contra el cambio climático requiere que se adopten medidas a escala internacional. La UE emite cerca del 10% de las emisiones mundiales, y este porcentaje seguirá reduciéndose en la próxima década. El Protocolo de Kioto (ONU, 1997) fue un primer paso fundamental. En 2011, las 196 Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) decidieron elaborar un nuevo acuerdo aplicable en todas ellas a finales de 2015, momento en el que se celebrará la Conferencia sobre el Cambio Climático en París. La UE considera que el Protocolo de París debería incluir compromisos de reducción de las emisiones legalmente vinculantes. En este sentido, en noviembre de 2014, China y los Estados Unidos, los dos mayores emisores del mundo, siguieron a la UE al anunciar sus objetivos para después de 2020. En conjunto, estos objetivos no hacen frente más que a cerca de la mitad de las emisiones mundiales actuales.

Las perspectivas son alentadoras. Uno de los retos consiste en garantizar que el nuevo Protocolo sea adecuado a los fines perseguidos durante muchos años. Para conseguirlo, ha de ser ambicioso, sólido, dinámico y capaz de mantener al mundo en la

senda adecuada para alcanzar el objetivo de mantener el incremento de las temperaturas por debajo de los 2°C.

La UE confía en que el nuevo Protocolo fortalezca y amplíe de manera significativa los esfuerzos internacionales conjuntos para combatir el cambio climático. El objetivo de reducir en al menos un 40% las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero acordado por los líderes de la UE el pasado mes de octubre de 2014, junto al posterior anuncio de los Estados Unidos y China de sus objetivos para el futuro, son una clara muestra de la determinación mundial existente. Para alcanzar un acuerdo efectivo, será necesaria la voluntad política firme de todas las Partes, especialmente del G20 y otras economías de renta media y alta.

En este sentido, la Unión de la Energía radica en los tres objetivos, bien asentados, de la política energética de la UE: seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad. Para alcanzarlos, centra su atención en cinco dimensiones complementarias: la seguridad energética, la solidaridad y la confianza, el mercado interior de la energía, la eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda de energía, la descarbonación de la economía y la investigación, innovación y competitividad. Todas estas dimensiones exigen más integración y más coordinación.

La Unión de la Energía garantizará la racionalización de la energía renovable y su plena integración en un sistema energético plenamente sostenible, seguro y rentable. Este proceso permitirá a la UE mantenerse como líder mundial en tecnología e innovación competitivas en el campo de las energías renovables, así como en sistemas y servicios energéticos inteligentes y flexibles y, al mismo tiempo, estimular el crecimiento verde y la competitividad, favorecer las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, impulsar la demanda y los ingresos de los sectores industriales que producen esas tecnologías, y generar empleo ecológico en nuevos sectores en crecimiento, tales como la ingeniería, las industrias básicas, los equipos de transporte, la construcción y los servicios empresariales.

Por todo ello, en cumplimiento de las políticas europeas en materia de energías renovables, España ha desarrollado en los últimos años sucesivas políticas de fomento de las energías renovables.

En este sentido, cabe destacar los mencionados en la Tesis: Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (IDAE, 1999), Plan de Energías Renovables 2005-2010 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005), Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (Ministerio de Economía, 2003), Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España 2011-2020 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010), Plan de Energías Renovables 2011-2020 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2011).

El desarrollo de políticas de fomento de energías renovables en España empezó a tener resultados positivos en los años 90, fruto de una clara política estratégica de promoción y apoyo a las energías renovables, alcanzándose un notable crecimiento en la última década, sobre todo en tecnologías de generación eléctrica como la eólica y solar fotovoltaica, confirmado con las cifras de evolución de instalaciones de estas tecnologías en dicho periodo, que han contribuido en la consecución de los objetivos de política energética ligados a la reducción de la dependencia de terceros países en esta materia y en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Esta relevancia también se manifiesta en el impacto económico y social de la industria de energías renovables, que ha supuesto la aparición de actividades industriales de fabricación de equipos y componentes de vanguardia, y que en el caso de la energía eólica nos sitúa en la posición cuarta a nivel mundial.

Como se comentará en el apartado de análisis legal, las sucesivas modificaciones de las políticas de fomento de las energías renovables de los últimos cinco años han reducido los apoyos públicos a su desarrollo, lo que en la actualidad ha frenado las inversiones en el sector, debido a un marco legislativo no predecible, al ser inestable, y la aplicación de restricciones con carácter retroactivo.

En el *Informe de Sostenibilidad de la Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020* (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015), el Gobierno español ha hecho públicas sus políticas sobre planificación energética y la senda a seguir para cumplir con los objetivos europeos a 2020, en el que se incluye la necesidad de instalar en los próximos años entre 4.553 y 6.473 MW eólicos, lo que permitirá continuar con el crecimiento del sector. La planificación del Gobierno, muestra la importancia de la energía eólica para España y la necesidad de que las empresas sigan trabajando en propuestas que mejoren las condiciones del sector en el contexto actual.

### 6.3.2.2. **Ámbito económico**

El ámbito económico se analiza desde tres vertientes: la situación de la economía de España, la demanda de la energía eléctrica y el cálculo de la retribución.

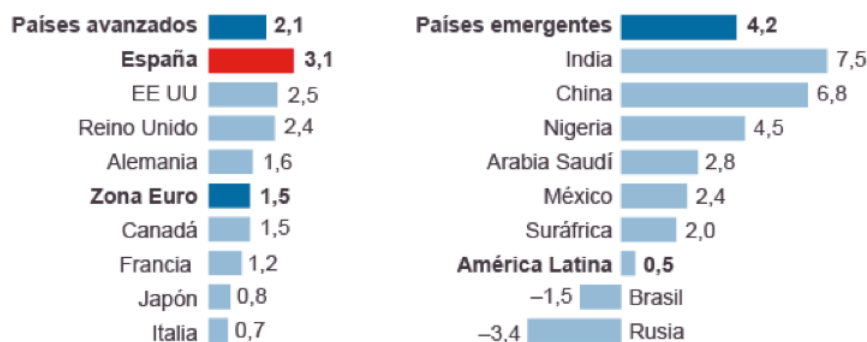
#### ***A) Situación de la economía de España***

Las últimas previsiones económicas del Fondo Monetario Internacional (IMF, 2015), publicadas el 9 de Julio de 2015, encajan el mal arranque del año 2015 de las economías norteamericanas tras un invierno muy crudo y reconocen que Italia y singularmente, España van mejor de lo que el Fondo anticipaba hasta ahora.

El resultado de esta nueva estimación, es que el avance del PIB de EEUU se ralentiza (el pronóstico del Fondo es que el incremento anual se quede en el 2,5%, frente al 3,1% que suponía en abril) en la misma medida que la economía española lo gana (ahora vaticina un 3,1%, seis décimas más). En suma, que España pasa a ser la economía a la que el Fondo adjudica un mayor crecimiento para 2015 entre los ocho grandes países avanzados que analiza esta vez.

En una declaración del FMI sobre España, además de situar el crecimiento del PIB español para 2015 en el 3,1% (casi el doble que la media de la zona euro), también elevaba su previsión para 2016 hasta el 2,5%. Ahora, la publicación de esta estimación intermedia -menos completa que las que hace en otoño y primavera- permite comprobar que esa revisión al alza (0,6 y 0,5 puntos porcentuales respectivamente) es la mayor en las nuevas previsiones de ocho grandes economías avanzadas y ocho emergentes que incluye esta publicación.

**Figura 24. Previsiones del FMI-WEO**



Fuente: IMF, WEO (Julio 2015)

Tras su octava revisión al alza sobre el pronóstico económico de España -hace poco más de un año apenas anticipaba un crecimiento del 0,8% para 2015-, el Fondo se pone a la altura de otras previsiones, como las del Banco de España o la de los analistas privados, y solo ligeramente por debajo de la nueva estimación del Gobierno (3,3%) para este año. La revisión de previsiones se limita al PIB, así que se mantiene el último pronóstico sobre el mercado laboral (creación de 600.000 puestos de trabajo hasta 2016, tasa de paro por encima del 20% hasta 2017), más pesimista que los del Ejecutivo y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Por otro lado, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE, 2015b) estima que la tasa de paro en España cerrará este ejercicio 2015 en el 21,5% de la población activa, para moderarse hasta el 19,7% el año que viene, según el último informe *Employment Outlook* publicado el 9 de Julio de 2015 por la institución.

De esta manera, la OCDE mejora su previsión de desempleo para España, ya que en el *Economic Outlook* (OCDE, 2015a) publicado a primeros de junio calculaba que la tasa de paro se situaría en el 22,3% este año y en el 20,3% el que viene.

En todo caso, España es el segundo país de la OCDE con una tasa de paro más elevada, sólo superado por Grecia. El país heleno presenta un desempleo mayor, con tasas del 25,4% y el 24,2%, respectivamente. Además, el nivel de paro en España triplica a la media de los países de la OCDE, pues para el conjunto de los estados se cifra el desempleo en el 6,8% este año y en el 6,5% el próximo.

En cuanto a la zona euro, se calcula que los ciudadanos desempleados representen este 2015 el 10,8% de la población activa y el 10,3% en 2016. Tras España, presentan las tasas más elevadas Portugal (13% y 12,3%), Italia (12,4% y 11,9%) y Eslovaquia (12,3% y 19,7%).

En todo caso, pese a que España se mantiene entre los países con las tasas de paro más elevadas, la OCDE apunta también que será uno de los Estados con un ritmo más elevado de creación de puestos de trabajo.

Así, estima que en 2015 el empleo en España crecerá un 2,9% y que en 2016 lo hará un 2,8%. La media de la OCDE será del 1,3% y del 1% respectivamente.

En 2015 superará a España en crecimiento del empleo Nueva Zelanda (4,1%) y tendrá también un aumento del 2,9% Islandia.

En relación con el desempleo juvenil, la institución lamenta que todavía permanece muy elevado en determinados países, como es el caso de Grecia, Italia en España. En estos países, prosigue la OCDE, se ha registrado un fuerte aumento de la proporción de jóvenes y adultos que ni estudian ni trabajan ni reciben formación para el empleo.

A pesar de ello, el organismo constata que el desempleo de los jóvenes en los citados países parece haber llegado a máximos y se están registrado ya algunas caídas recientes.

El informe subraya también que durante los siete años de crisis la incidencia del trabajo a tiempo parcial aumentó considerablemente en Irlanda, Austria, Italia y España y que se redujo en sólo unos pocos países de manera marginal.

### ***B) Demanda de energía eléctrica***

Durante 2014, la demanda eléctrica peninsular ha vuelto a experimentar un descenso respecto al año anterior, aunque esta reducción ha sido inferior a la registrada en 2013.

La evolución mensual de la demanda a lo largo del año ha mostrado signos de indecisión, alternándose variaciones positivas y negativas, terminando la demanda anual en 243.530 GWh, lo que representa un 1,2% menos que el año pasado (véase Tabla 10). Este descenso recoge fundamentalmente el efecto de las temperaturas que en el conjunto del año han contribuido a restar un punto al crecimiento de la demanda, mientras que la laboralidad ha tenido un efecto casi neutro.

**Tabla 10. Componentes de la variación de la demanda peninsular en b.c.\***

	%13/12	%14/13
<b>Demanda en b.c.</b>	<b>-2,2</b>	<b>-1,2</b>
<b>Componentes (1)</b>		
Efecto temperatura (2)	-0,3	-1,0
Efecto laboralidad	0,2	0,0
Efecto actividad económica y otros	-2,2	-0,1

(1) La suma de efectos es igual al tanto por ciento de variación de la demanda total.

(2) Una media de las temperaturas máximas diarias peninsulares por debajo de 20°C en invierno y por encima de 23°C en verano, produce aumento de la demanda.

\* b.c.: barras de control

Fuente: REE (2015)

Corregidos estos efectos, el descenso de la demanda atribuible principalmente a la actividad económica se reduce al 0,1%, frente a la caída del 2,2% del año anterior.

La demanda de energía eléctrica peninsular ha empezado a mostrar una tendencia de crecimiento pero a un ritmo más lento que otros indicadores de la economía española.

Así, mientras que el PIB (véase Tabla 11) ha tenido tasas anuales de crecimiento positivo durante todos los trimestres del 2014, la demanda de electricidad ha mejorado su comportamiento en los tres primeros trimestres del año pero mantiene todavía una tasa de variación negativa respecto a 2013.

**Tabla 11. Evolución anual del PIB y la demanda de energía eléctrica peninsular**

	PIB (1)	Δ Demanda	
		por actividad económica	Δ Demanda
2010	0,0	2,7	3,1
2011	-0,6	-1,0	-1,9
2012	-2,1	-1,8	-1,4
2013	-1,2	-2,2	-2,2
2014	1,4	-0,1	-1,2

Fuente: INE y REE (2015)

En el conjunto de los sistemas no peninsulares – Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla – la demanda de energía eléctrica en 2014 se situó en 14.588 GWh, lo que supone una tasa de variación negativa del 0,8%.

Tanto Baleares como Canarias han experimentado descensos, 1,6% y 0,5% respectivamente, menores que los del año 2013, mientras que en Ceuta y Melilla las variaciones han sido positivas, 5,1% y 0,1%.

Como resultado, la demanda nacional registró una tasa de descenso del 1,1% respecto a 2013, con una energía demandada de 258.117 GWh.

Respecto a los máximos anuales de potencia instantánea y demanda horaria y diaria correspondientes al sistema peninsular, todos ellos se volvieron a situar por debajo de los máximos históricos registrados en el año 2007.

El 4 de febrero de 2014, a las 20.18 horas (véase Figura 25), se registró la potencia máxima instantánea con 38.948 MW, un 14,3% inferior a la equivalente del 2007. Ese mismo día, entre las 20 y las 21 horas, se obtuvo la demanda máxima horaria con 38.666 MWh, un 13,8 % inferior al máximo histórico obtenido en el 2007.

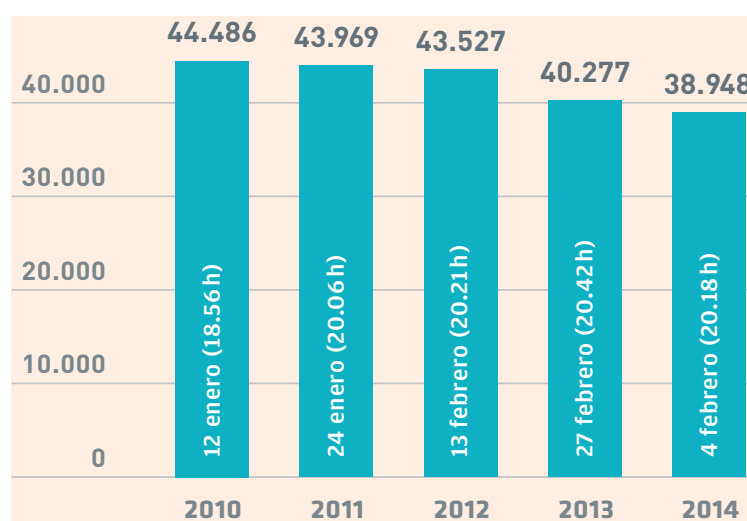
Por su parte, el máximo anual de energía diaria se produjo el 11 de febrero de 2014 con 798 GWh, un 12,0% inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el año 2007.

En los meses de verano el máximo de potencia instantánea se alcanzó el 17 de julio de 2014, a las 13.21 horas, con 37.299 MW, lo que significa un 9,7% menos que el máximo histórico registrado en julio de 2010.

En los sistemas no peninsulares, la demanda máxima horaria en 2014 se fijó para Baleares en 1.150 MWh (el récord 1.226 MWh en 2008) y para Canarias en 1.377 MWh (el récord 1.496 MWh en 2007).

En Ceuta y Melilla, la demanda máxima horaria alcanzada durante el año fue respectivamente de 37 MWh (el récord 41 MWh en 2008) y 38 MWh (el récord 40 MWh en 2012).

**Figura 25. Potencia máxima instantánea peninsular (MW)**



Fuente: REE (2015)



### ***C) Cálculo de la retribución***

La nueva retribución a la inversión se basa en el precio del mercado, que se complementa con un incentivo a la inversión realizada (€/MW) hasta alcanzar una definida rentabilidad razonable a lo largo de la vida útil regulatoria de la instalación.

Se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una “empresa eficiente y bien gestionada”:

- a) Retribución a la inversión (R<sub>inv</sub>).
- b) Retribución a la operación (R<sub>o</sub>).
- c) Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (I<sub>inv</sub>).
- d) Vida útil regulatoria.
- e) Número de horas de funcionamiento mínimo.
- f) Umbral de funcionamiento.
- g) Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.
- h) Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado.
- i) Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, se consideran parámetros retributivos todos aquellos necesarios para calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa. Los más relevantes son los siguientes:

- a) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- b) Estimación del precio de mercado diario e intradiario.
- c) Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.
- d) Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción, y otros ingresos de explotación.
- e) Estimación del coste futuro de explotación.
- f) Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable.
- g) Coeficiente de ajuste de la instalación tipo.
- h) Valor neto del activo.

Los valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado diario e intradiario que estarán vigentes

durante el primer semiperiodo regulatorio (hasta el 31 de diciembre de 2016) son los de la Tabla 12. A partir del 2017, el precio estimado será el valor de ese año (52 €/MWh).

**Tabla 12. Valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales para el primer subperiodo regulatorio**

	2014	2015	2016	2017 en adelante
Precio estimado del mercado	48,21	49,52	49,75	52,00
LS2 (€/MWh)	56,21	57,52	57,75	60,00
LS1 (€/MWh)	52,21	53,52	53,75	56,00
LI1 (€/MWh)	44,21	45,52	45,75	48,00
LI2 (€/MWh)	40,21	41,52	41,75	44,00

(LI: Límite inferior; LS: Límite superior)

Fuente: Orden IET/1045/2014. MINETUR.

Además, aparece un nuevo concepto, el de coeficiente de apuntamiento tecnológico, que para la eólica es 0,8889 (se utilizan los coeficientes calculados por la CNMC para 2014). Se trata del factor que expresa el ingreso medio del mercado del sector eólico. Si se multiplica el precio medio del mercado por este coeficiente, se obtiene el ingreso del sector procedente del mercado.

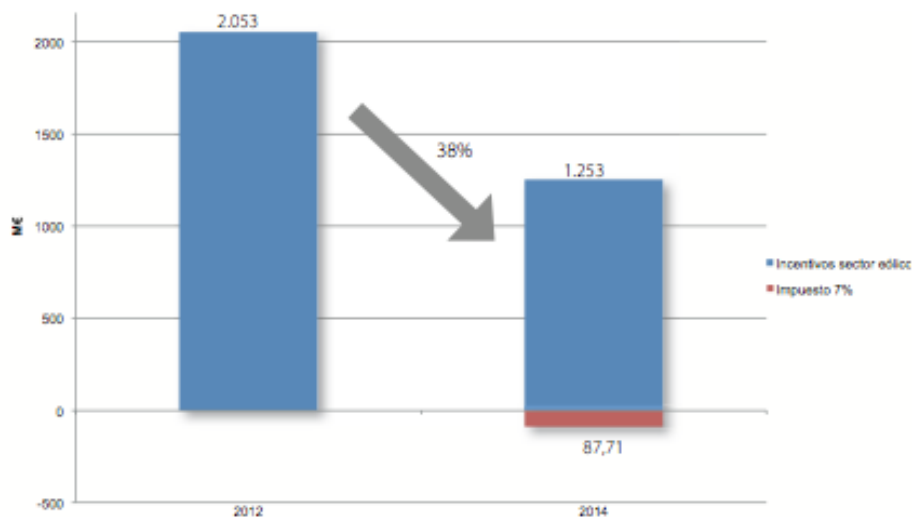
La complejidad técnica del nuevo sistema retributivo y su retroactividad están generando entre los agentes del sector incertidumbres a la hora de aplicarlo.

El año 2014 ha terminado con un precio medio del mercado de 42,07 €/MWh, 6,14 euros por debajo de los 48,21 €/ MWh previstos, lo que ha generado una reducción en los ingresos esperados para alcanzar la rentabilidad del 7,39% de casi 350 millones de euros.

A efectos comparativos y tomando 2012 como el último año completo antes de la Reforma Energética y previo al impuesto a la generación eléctrica, el sector ha perdido un 38% de sus incentivos (véase Figura 26). Sin embargo, y aunque resulta elevado, este porcentaje no refleja la magnitud del quebranto económico que supone la nueva

normativa para el sector: hay que recordar que las instalaciones anteriores a 2004 han perdido todos los ingresos por incentivos.

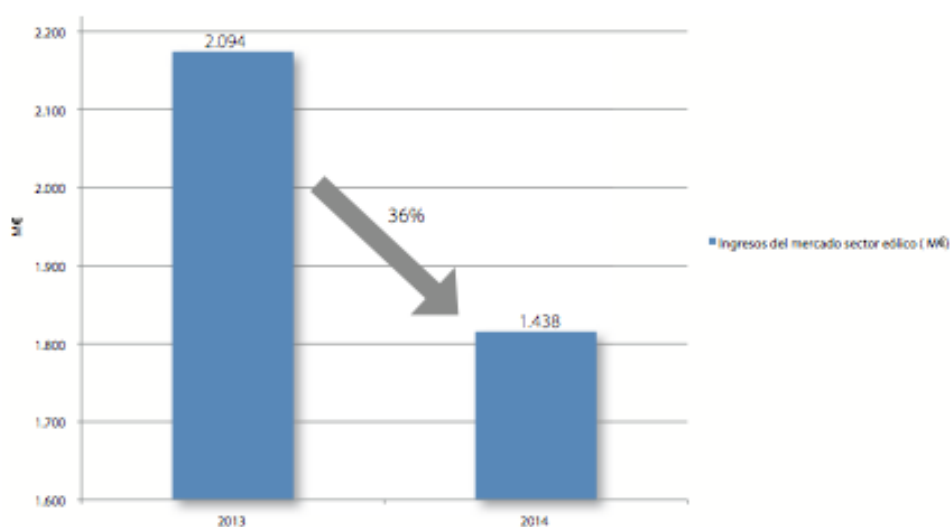
**Figura 26. Incentivos del sector eólico 2012/2014**



Fuente: CNMC y AEE (2015)

El resto de los ingresos del sector corresponde a la venta de la generación eólica en el mercado eléctrico. En 2014 estos se situaron en 1.438 millones, frente a los 2.094 millones del año anterior, lo que supone una reducción del 36% debido principalmente a unos precios muy bajos del mercado en la primera mitad del año y a una menor generación en el segundo semestre (véase Figura 27).

**Figura 27. Ingresos del mercado sector eólico 2013/2014**



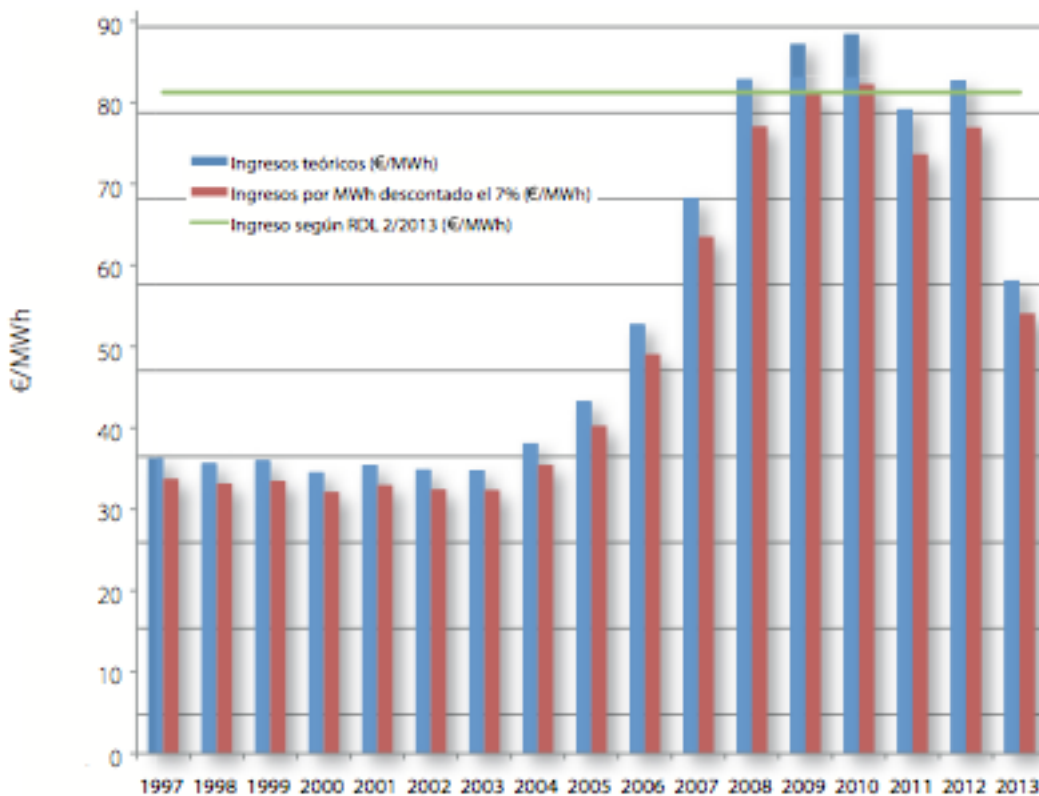
Fuente: REE, OMIE y AEE (2015)

Un problema adicional para los ingresos de las instalaciones en 2014 fue que la elevada producción eólica, unida a una alta hidraulicidad, en la primera parte del año – cuando el sector aún tenía ligada su retribución a la generación– agravó el efecto de la eólica sobre sus ingresos del mercado, al bajar considerablemente el precio del mercado eléctrico: cuanto más genera la eólica, menos cobra, al revés que las tecnologías fósiles.

La disparidad entre unas instalaciones y otras en función de su año de puesta en marcha es enorme.

Como se puede ver en la Figura 28, los ingresos unitarios medios estuvieron en un rango de entre 31,29 €/MWh para las instalaciones de 2003 y 83,28 €/MWh para las de 2010, una vez descontado el impuesto del 7% sobre la generación (IVPEE).

**Figura 28. Ingresos por MWh de las instalaciones eólicas en función del año de puesta en marcha (descontado IVPEE)**



Fuente: REE, CNMC y AEE (2015)

Los retrasos en los pagos de las liquidaciones no han sido un problema exclusivo del sector eólico, sino que han afectado a todas las tecnologías. En sus sucesivos informes, la CNMC ha dejado claro que gran parte de este desfase se debe a que el Ministerio de

Hacienda no ha ingresado al sistema todo lo que le correspondería por los conceptos del impuesto del 7% sobre la generación eléctrica (que representó el 15% de los ingresos del sistema en 2014) y las subastas de CO<sub>2</sub>.

#### ***D) Impacto de la energía eólica en el precio de mercado de la electricidad en 2014***

El coste final de la factura doméstica de la luz depende de tres grandes componentes: los costes regulados (que en 2014 supusieron alrededor del 54%), el coste de la generación eléctrica (25%) y los impuestos (21%).

Los costes regulados del sistema son el transporte, la distribución, el pago de los intereses del déficit de tarifa, el incentivo que se paga a las grandes industrias por reducir su consumo eléctrico en caso de que fuese necesario (interrumpibilidad), los pagos por capacidad a tecnologías convencionales (incluidos los apoyos al carbón nacional), los incentivos a las renovables y la cogeneración, y los sobrecostes por la generación eléctrica en las islas, donde resulta más caro producir que en la Península. A esto hay que añadir los impuestos directos (el impuesto eléctrico, con un tipo impositivo del 5,11%, y el IVA, del 21%) e indirectos (el del 7% sobre la generación). En 2014, los incentivos a la eólica supusieron el 5,63% de los costes regulados, mientras aportó el 20,4% de la electricidad que consumieron los españoles.

El coste de la energía se fija en un mercado competitivo (pool) donde las diferentes fuentes de energía ofertan la electricidad para satisfacer la demanda prevista con un día de antelación. Como el coste del viento es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo que otros. Por eso, el precio del mercado eléctrico baja los días de más viento, al desplazar a tecnologías con combustibles más caros. Al final de mes, se hace una media con los precios de todos los días. Cuanto mayor es la proporción de energía eólica consumida, menos pagan los españoles en su recibo de la luz. Y viceversa.

El efecto reductor de la eólica en los precios se ve muy claro en 2014, en el que hubo una diferencia muy clara entre el primer y el segundo semestre.

- En el primero semestre, en el que sopló más el viento, la eólica fue la primera tecnología del sistema, con una producción de 28,7 TWh (según datos de REE). El precio medio del mercado eléctrico diario se situó en 33,06

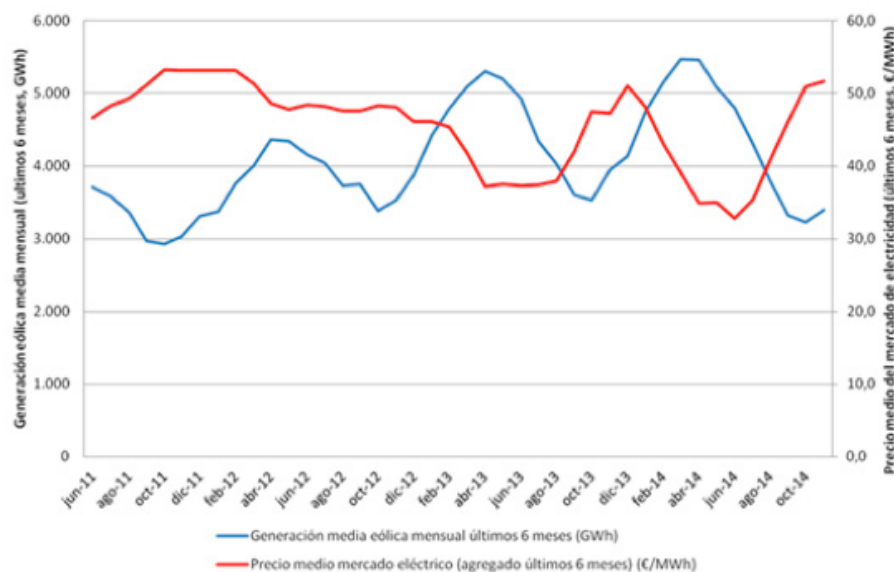
euros/MWh (datos de OMIE), un 11,31% por debajo del mismo periodo del año anterior.

- Por el contrario, en el segundo semestre la generación eólica descendió (fue de 21,7 TWh) y el carbón fue la primera tecnología del sistema. Esto tuvo como consecuencia que, a pesar de la caída de los precios de los combustibles fósiles, el precio medio del mercado diario subiese a 51,02 euros/MWh, un nivel muy similar al del año anterior, de 51,12 euros/MWh.

El precio medio del mercado diario de electricidad en 2014 fue de 42,13 euros/MWh. Sin eólica, hubiese sido 18,96 euros más alto (un 31%), con una cifra de 61,09 euros.

Como se puede ver en la Figura 29, durante los meses de más viento (que coinciden con la temporada de invierno y el principio de la primavera) el precio del mercado es más bajo que en los meses de verano-otoño, cuando sopla menos el viento.

**Figura 29. Relación entre la generación eólica y el precio del mercado (media móvil de últimos 6 meses de 2011 a 2014)**



Fuente: OMIE y REE. Elaboración AEE (2015)

Según cálculos de la AEE (AEE, 2015), en 2014, los incentivos a la eólica le costaron 1,5 euros al mes al consumidor medio español (considerando una factura media de 36 euros al mes), pero se compensaron con creces con la rebaja de su factura por el efecto reductor de la eólica en el mercado mayorista. Sumados ambos efectos, el resultado fue que la eólica no le costó dinero al consumidor final, sino que le ahorró 2,5

euros al mes. Es decir que, si no se hubiese invertido en instalaciones eólicas, el coste de la luz hubiera sido 2,5 euros más cada mes porque habría que haber utilizado tecnologías más caras para generar la luz. Los consumidores industriales medios se ahorraron 1.075 euros al mes en 2014 gracias a la eólica porque en su mayoría compran directamente al pool. Gracias a las inversiones hechas en eólica, el precio del mercado eléctrico español se ha mantenido por debajo del de otros grandes mercados europeos.

En 2014, la eólica cubrió el 20,4% de la demanda eléctrica peninsular (según datos de REE), lo que la situó como la segunda fuente de generación de España. En 2020 podría cubrir cerca del 25% de la demanda.

### **6.3.2.3. Ámbito socio-cultural**

La energía eléctrica es un componente esencial en el estilo de vida moderno, hace funcionar los ordenadores, los teléfonos, los electrodomésticos, las industrias y negocios y buena parte del transporte. Pero la generación de energía eléctrica es también una gran generadora de contaminantes y desechos tóxicos. Por ello, es conveniente que, desde un ámbito socio-cultural, la población conozca los beneficios y ventajas que conlleva la utilización de energías renovables en general y la energía eólica en particular.

Es preciso descubrir la importancia de la energía en la vida diaria doméstica, analizar los hábitos y comportamientos en el uso y consumo de la energía (calefacción, sistemas de iluminación), y trabajar en el ahorro energético y establecer criterios de uso eficiente de aparatos y de ahorro de energía eléctrica.

La diversificación de las fuentes de energía, la eficiencia energética basada en la innovación y la implantación de un nuevo modelo que permita el autoconsumo son factores que contribuirán firmemente, junto con el fomento del ahorro energético, a conseguir hacer más competitiva nuestra economía, ya que el ahorro energético mejora la competitividad de nuestra economía.

La promoción del ahorro y la eficiencia energética constituye un instrumento decisivo, ya que su valor neto es positivo para la sociedad desde su mismo origen, al implicar simplemente consumir menos energía para producir lo mismo, gracias a las mejoras en los patrones de consumo o en los métodos productivos.

La eficiencia energética, en colaboración con otros sectores de la economía, como la tecnología y las energías renovables, entre otros, promete generar un crecimiento de calidad basado en la innovación.

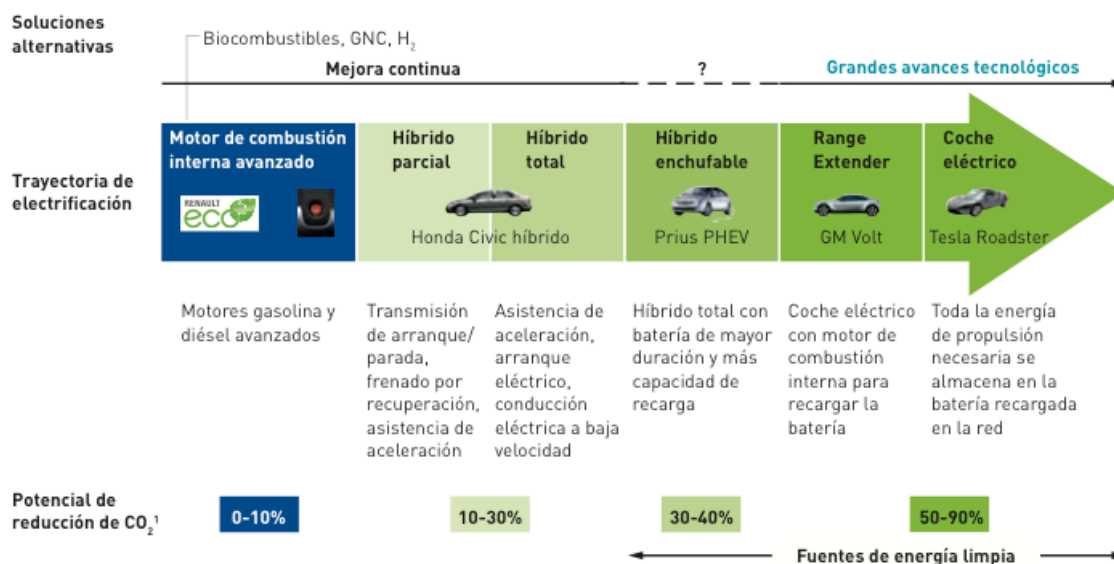
En las ciudades ya empezamos a reconocer como familiares elementos como las farolas solares, eólicas o con tecnología LED, que iluminan las calles controladas por sistemas de regulación de la potencia de la iluminación en función de la climatología, el momento del día y el volumen de tráfico.

La tendencia será conseguir edificios, transportes y ciudades generadoras de su propia energía, capaces de gestionarla con eficiencia y almacenarla o volcarla a la red, si es preciso.

El vehículo eléctrico representa una alternativa para la reducción de emisiones en el sector del transporte por carretera, y como tal representa un complemento al uso de biocombustibles como fuente de energía renovable para el transporte por carretera.

La electrificación del vehículo se realizará a partir de varios pasos intermedios tal y como muestra la figura 30.

**Figura 30: Fases de electrificación del vehículo**



Fuente: BCG (2011)



El gran impulsor de la electrificación del vehículo se encuentra en los cada vez mayores esfuerzos por incrementar la eficiencia del transporte por carretera y reducir las emisiones. Así, en Europa, según lo estipulado por el Reglamento (CE) N° 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril 2009, la flota de nuevos turismos vendidos deberá alcanzar una eficiencia de 130g CO<sub>2</sub>/km en 2015 y 90g CO<sub>2</sub>/km en 2020, desde los 158g CO<sub>2</sub>/km medidos en 2007.

En este sentido, el vehículo eléctrico puro y otras soluciones de electrificación intermedias como el range-extender y el híbrido enchufable competirán con otras soluciones más convencionales (mejoras sobre el motor de combustión interna, transición hacia flota de vehículos de menor tamaño, etc.) de cara a lograr el objetivo de incremento de la eficiencia de los nuevos vehículos vendidos.

A futuro, la penetración del vehículo eléctrico dependerá fundamentalmente de tres factores:

- El coste total de propiedad para el dueño del vehículo, incluyendo subsidios.
- La autonomía del vehículo eléctrico.
- Beneficios adicionales para el consumidor, tales como ventaja de uso (por ejemplo, acceso a parking gratuito, sostenibilidad, eficiencia, etc.).

A partir de estos factores, se espera una penetración a nivel mundial sobre nuevas ventas del 3% para el vehículo eléctrico y del 3% para el range-extender en 2020.

En este periodo la penetración del vehículo híbrido alcanzaría el 20% sobre nuevos vehículos.

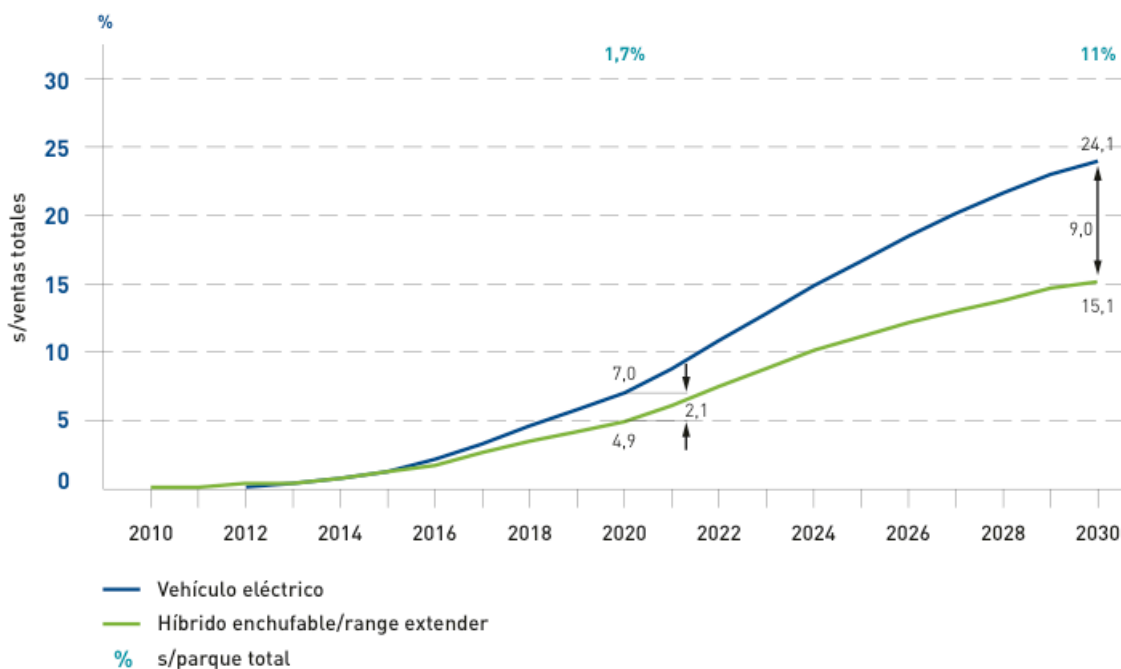
A nivel europeo se espera unos rangos de penetración similares del 3% para vehículo eléctrico puro, 3% para el vehículo eléctrico range-extender<sup>40</sup> y 17% para el vehículo híbrido. Dichas estimaciones se pueden observar en la Figura 31.

Los niveles de penetración en España estarían alineados con los valores para Europa alcanzando el vehículo eléctrico un 2,1% de la cuota de nuevos vehículos vendidos en España en 2020, con un 4,5% de range-extender y/o híbrido enchufable.

---

<sup>40</sup> Los vehículos eléctricos range-extender incluyen un sencillo motor de combustión que genera electricidad para recargar las baterías de los vehículos eléctricos, lo que permite incrementar la autonomía de las baterías del motor eléctrico. Es un sistema de autonomía extendida.

**Figura 31: Penetración estimada de nuevas ventas de vehículos eléctricos en España en 2020-2030**



Fuente: BCG (2011)

Se abre además una nueva oportunidad laboral para cientos de personas formadas en campos tan dispares como la ingeniería, la arquitectura, el urbanismo, el diseño, las energías renovables, la consultoría, la domótica, la informática o la gestión eficiente de la energía, entre muchos otros.

La aplicación de las nuevas tecnologías a la eficiencia energética traerá nuevos desarrollos en sistemas de energía, contadores inteligentes, edificios autosuficientes o medios de transporte autoalimentados o que funcionen con energías limpias.

La reciente crisis económica ha puesto el foco en un modelo de consumo energético ineficiente e insostenible que no es adecuado ni en términos de dependencia exterior, ni en protección medioambiental, ni en costes del sistema.

La eficiencia energética lleva consigo enormes beneficios y puede suponer una nueva orientación al sector de la construcción a través de la rehabilitación energética de edificios, la mejora de la competitividad de la industria, con la reducción de consumos y la modernización del sector turístico, mediante la eficiencia energética y la disminución de emisiones contaminantes.

Por ello, ahorrar energía por un lado, utilizando los recursos de forma eficiente y utilizar las energías renovables por otro, deben ser prioridad estratégica en un país como España con una gran dependencia externa de suministros.

Se han producido importantes avances en los usos finales de la energía y han tomado relevancia la mejora de la eficiencia energética, los rendimientos energéticos y la racionalización de su utilización.

Se debe reducir el consumo de energía sin que eso suponga renunciar al bienestar y el confort, aprendiendo y tomando conciencia de que debemos seguir el camino que resulte beneficioso para la economía del país y la salud del medio ambiente. Un bienestar sostenible y duradero, un cambio a nivel individual. Nuestra sociedad está empezando a comprender el concepto de ahorro y eficiencia energética, pero aún queda un largo camino que recorrer tanto en conductas como en hábitos para lograr una buena optimización de los recursos.

Con el objeto de conseguir que el conocimiento se transforme en riqueza y bienestar para nuestra sociedad, las políticas públicas de I+D+i pretenden aumentar la capacidad tecnológica de nuestro sector productivo. En esta línea, es fundamental el apoyo a la I+D+i en tecnologías energéticas promovido desde los organismos públicos. Buen ejemplo de este apoyo es la creación de las Plataformas Tecnológicas, estructuras público-privadas lideradas por la industria y con la participación de todos los agentes del sistema ciencia-tecnología-innovación.

Para llevar a buen término este impulso innovador, España cuenta con un importante capital humano en las universidades, el sector industrial y los centros tecnológicos que se reparten por todo el país. Varios de ellos son referencia mundial en la I+D tecnológica en energías renovables.

#### **6.3.2.4. Ámbito tecnológico**

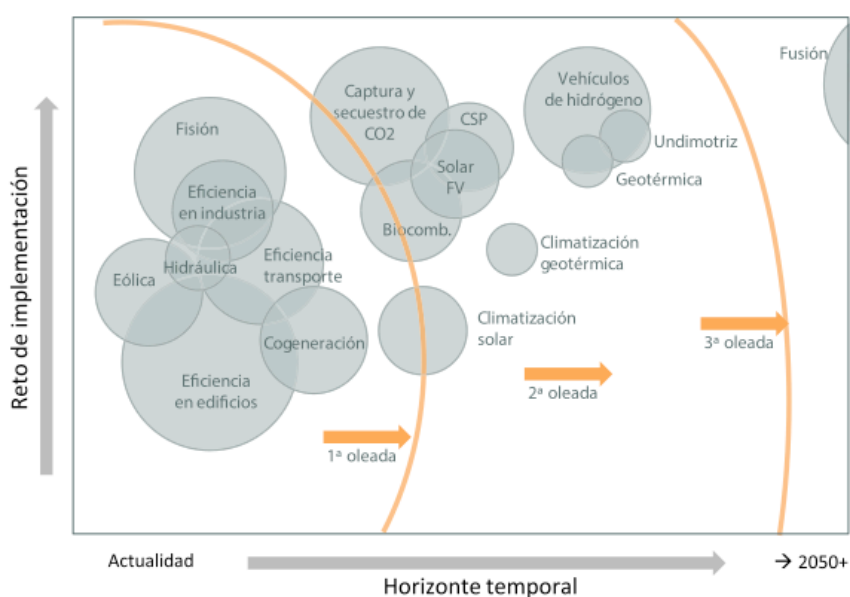
La Unión Europea ha definido estrategias a medio y largo plazo en materia energética. En Octubre de 2009, el Consejo Europeo fijó el objetivo de reducir en 2050 las emisiones en la UE un 80-95% por debajo de los valores de 1990. La Comisión Europea, para apoyar este objetivo, inició un estudio el cual se conoció como *Roadmap 2050 (Hoja de Ruta de la Energía para 2050)* que se firmó en diciembre de 2011 –

COM (2011) 885-. Esta guía abre nuevos caminos para lograr el objetivo de reducción de emisiones sin ver alterada la seguridad del suministro y la competitividad del sistema. Se considera que la *Hoja de Ruta de la Energía para 2050* será la base para un marco regulatorio internacional para frenar el Cambio Climático.

Las medidas y políticas que se están tomando para cumplir los objetivos a 2020 de reducción de emisiones tienen previsto continuar tras esa fecha, pero no hay una idea clara de cómo. Aun así, con las medidas actuales no sería posible cumplir los objetivos de descarbonización de Europa para 2050. En la *Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050* se advierte de la necesidad de tomar medidas rápidamente, puesto que las inversiones en energía tienen consecuencias a largo plazo y no producen resultados inmediatos.

Además, existe un *Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE), European Strategic Energy Technology plan (SET-plan)*, en el que se identifican tecnologías energéticas clave para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones a 2050 y se establecen objetivos estratégicos para el desarrollo de dichas tecnologías –COM (2007) 723. La Figura 32 representa la visión de la UE del potencial de diferentes tecnologías energéticas para alcanzar los objetivos a 2050.

**Figura 32. Visión de la UE del potencial tecnológico para la reducción de emisiones en el horizonte 2050**



Fuente: Comisión Europea (2009) y Economics for Energy (2012)

Además, la Unión Europea apuesta por la innovación como una de las claves para alcanzar sus objetivos en materia de energía -COM (2009) 519-. Por este motivo, en la política de innovación europea general existen líneas de actuación específicas en el ámbito energético.

Así, por ejemplo, dentro del Séptimo Programa Marco existe una línea de investigación en energía. De hecho, en España es una de las líneas de investigación más activas, recibiendo en torno a un 7% de la financiación disponible en esta área a nivel europeo dentro del Séptimo Programa Marco (Comisión Europea, 2011).

Cabe destacar también la European Energy Research Alliance (EERA)<sup>41</sup> para fomentar la colaboración entre centros de investigación europeos con el fin de promover y coordinar esfuerzos en el desarrollo de tecnologías energéticas, y las Plataformas Tecnológicas Europeas<sup>42</sup> en el área de energía (actualmente hay siete: en biocombustibles, redes inteligentes, eólica, fotovoltaica, captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, nuclear y climatización renovable).

Otra iniciativa interesante son las *Knowledge and Innovation Communities (KIC)*: asociaciones de empresas, centros de investigación y universidades para fomentar la innovación y el emprendimiento.

El European Institute for Innovation and Technology (EIT) promueve tres KICs, dos relacionadas de forma directa con la energía (*KIC InnoEnergy* y *ClimateKIC*) y una tercera en el campo de las TIC (*EIT ICT Labs*).

*KIC InnoEnergy* realiza actividades educativas (másteres, doctorados y programas ejecutivos), de innovación (lanzamiento de nuevos productos y servicios tecnológicos y creación de patentes), y de apoyo al emprendimiento (incubación de start-ups), todo en el campo de la energía sostenible. Su estrategia se define en línea con el *Plan EETE* y opera como una empresa (con objetivos concretos en número de estudiantes en sus programas de formación, número de patentes a sacar al mercado, nuevos productos y servicios, y spin-offs y start-ups).

De forma similar, *ClimateKIC* promueve la innovación para avanzar en mitigación y adaptación al cambio climático.

---

<sup>41</sup> <http://www.eera-set.eu>

<sup>42</sup> [http://cordis.europa.eu/technology-platforms/energy\\_en.html](http://cordis.europa.eu/technology-platforms/energy_en.html)

El sector eólico español se ha consolidado poco a poco como uno de los líderes tecnológicos mundiales. En esta transformación, la I+D+i ha jugado un papel clave a través de la puesta a punto de una oferta cada vez más compleja, con modelos cada vez más grandes y perfeccionados que requieren importantes volúmenes de horas de ingeniería y largos ciclos de desarrollo de productos.

Para ello, la industria eólica se apoya en los mecanismos tradicionales de fomento de la I+D+i: programas europeos como el *Horizonte 2020* –COM (2011) 808-, programas nacionales del MINECO y del CDTI y, en algún caso, programas impulsados por las comunidades autónomas.

Se estima que en el año 2012 el sector eólico invirtió 88,5 millones de euros en I+D+i, correspondientes al 6% de su contribución sectorial al PIB (la media de los otros sectores de la economía española es del 1,35%).

El 64% de la I+D de la eólica procede de financiación privada, el 19,29% de subvenciones públicas, el 14% de créditos públicos y el 12,5% del capital riesgo, según datos de la firma de consultoría Altran.

La industria eólica ha desarrollado una red de entidades de apoyo: centros de I+D, laboratorios, consultorías especializadas, grupos universitarios, etc. Esta red es parte del sector y tiene una gran exposición a la falta de contratación de la industria o la disminución de los fondos no retornables de I+D, además de ser sus capacidades difícilmente recuperables o reemplazables en un futuro.

Para financiar la I+D es fundamental poder instalar los prototipos permitiendo el retorno de una parte del coste. Esto genera experiencia operativa e ingeniería de mejora, entre otros valores.

La colaboración público-privada y el compromiso gubernamental han sido fundamentales tanto para el apoyo a la investigación y desarrollo como para la financiación de proyectos de demostración, con el dinamismo del mercado nacional –la regulación eléctrica– como principal tractor de la innovación en el sector (mecanismo de innovación inducida).

A nivel europeo, *Horizonte 2020* ha mantenido condiciones de apoyo, la competencia se ha incrementado y el acceso a la financiación se ha vuelto más complejo.

En España, el sector se enfrenta a la bajada generalizada de presupuestos de los programas de apoyo público a la I+D+i y a un giro radical en las condiciones de financiación, al pasar de un sistema basado en subvenciones a un sistema de préstamos con condiciones preferenciales que, además de suponer un riesgo mayor para los solicitantes, impacta las cuentas de las empresas pudiendo influir incluso en su valoración.

Además, el deterioro en el ámbito científico, tecnológico y de innovación es una realidad. Cabe destacar el impacto negativo que tiene la fuga de la I+D+i a otros países por efecto de la contratación de empresas del sector y la competencia entre países por captarla. Los mecanismos de incentivos fiscales a la I+D+i no acaban de convertirse en herramientas potentes para la incitación a las empresas, principalmente por la carga de trabajo administrativo que representan.

La inversión realizada en el sector eólico en los últimos 30 años ha permitido alcanzar el liderazgo tecnológico mundial y no se debe desperdiciar ahora. La destrucción de la capacidad de I+D+i, además de resultar irreversible a corto plazo, tendría consecuencias graves sobre la competitividad y, por tanto, la capacidad de exportación del sector.

España ocupa la séptima posición del mundo en patentes eólicas según la Oficina Española de Patentes y Marcas (OEPM, 2013), que en su Informe *Inventiones y Energías Renovables en el periodo 2000-2013*, indica que si observamos las patentes europeas de origen español en dicho periodo, el sector eólico es el que más volumen de solicitudes de patentes realiza, con 245 de un total de 555, un 44,1% del total.

Se observa una tendencia decreciente de la solicitud de patentes nacionales, que pone de relieve el desgaste de la I+D en España, lastrada por la crisis económica y la falta de sostenibilidad de muchas de las actividades de investigación. No se trata sólo de un problema español: toda la UE se encuentra inmersa en una creciente crisis de innovación especialmente preocupante por la fuerte competencia asiática, tal y como se refleja en la Tabla 13.

**Tabla 13. Porcentaje de evolución de patentes por área geográfica**

	Porcentaje mundial		Crecimiento medio (%) 2003-2013
	2003	2013	
África	0,60	0,60	4,90
Asia	47,30	58,40	7,80
Europa	21,80	13,50	0,70
Latinoamérica	2,90	2,50	4,00
Norte América	25,50	23,60	4,80
Oceanía	1,90	1,40	2,50
<b>Total mundial</b>			<b>5,60</b>

Fuente: OMPI y AEE (2015)

Por lo que respecta al reparto por países, se observa una vez más que España ha sido superada por otros con menor recorrido eólico, fundamentalmente países asiáticos, lo que pone en evidencia la limitada capacidad de innovación nacional. En la Tabla 14 se ven las principales empresas que presentan patentes, y se observa que, en muchos casos, no se trata de líderes tecnológicos mundiales, aunque surgen de países con elevada cultura de innovación.

**Tabla 14. Solicitudes de patentes internacionales por año de presentación y país**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Alemania	13,00	32,00	40,50	52,00	39,50	40,00	43,00	22,00	54,00	84,00	132,70	151,00	204,50	162,00
EE.UU.	7,00	15,50	18,00	17,50	38,00	30,50	23,50	46,00	60,50	120,00	156,00	205,50	161,00	110,30
Dinamarca	13,00	11,00	13,00	15,00	35,00	25,00	26,00	29,00	57,00	82,50	118,00	122,50	160,50	135,50
Japón	2,00	3,00	9,00	19,00	19,00	31,00	25,00	16,00	24,30	62,00	73,00	135,00	126,50	101,00
R.P. China	2,00	2,00	0,00	3,00	0,00	1,00	4,00	11,00	25,00	25,00	42,50	84,50	66,80	53,80
Reino Unido	1,00	1,50	3,00	9,50	7,00	13,00	15,00	13,00	24,00	32,00	36,00	31,00	42,50	41,00
Corea del Sur	1,00	2,00	0,00	4,00	6,00	1,50	5,00	9,00	19,70	21,00	34,00	67,50	40,50	51,50
<b>España</b>	<b>1,00</b>	<b>8,00</b>	<b>1,00</b>	<b>5,00</b>	<b>2,00</b>	<b>6,30</b>	<b>14,00</b>	<b>28,00</b>	<b>40,00</b>	<b>28,00</b>	<b>36,50</b>	<b>39,50</b>	<b>40,00</b>	<b>47,00</b>
Austria	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	3,00	2,00	4,00	1,50	19,00	10,00	23,00	9,80
Francia	1,00	2,00	4,00	9,00	3,00	5,00	6,00	3,00	11,00	18,70	15,50	22,00	21,00	27,00
Países Bajos	2,00	6,00	4,00	2,00	4,00	4,50	1,00	2,00	9,00	13,00	20,00	19,00	21,00	27,00
Italia	0,00	0,00	3,00	0,00	6,00	2,00	3,00	5,00	10,00	12,50	12,00	19,00	18,00	16,00
Finlandia	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	4,00	0,00	1,00	1,00	10,00	3,00	13,00	5,70
Canadá	1,00	2,00	2,00	2,00	8,00	6,00	7,50	9,00	12,00	17,50	17,30	22,00	12,00	11,00
Rusia	0,00	3,00	1,50	1,30	2,00	6,00	2,00	7,00	7,00	5,70	8,00	8,80	12,00	11,00
Suiza	0,00	2,00	2,00	10,00	2,00	5,00	3,00	6,00	6,00	7,50	8,00	10,50	10,50	11,00
Suecia	4,00	7,00	6,00	11,00	4,00	3,00	1,00	6,00	5,00	16,00	12,00	14,00	9,00	10,30
Australia	2,00	2,00	0,00	1,00	4,00	4,00	6,00	5,00	8,00	8,00	6,00	1,50	8,00	6,30
Taiwán	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	2,00	1,00	5,00	3,00	6,50	1,00
Noruega	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	1,50	2,50	4,00	4,00	6,00	4,00
Israel	1,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	2,00	2,00	2,00	7,00	9,00	11,00	6,00	6,00

Fuente: OEPM y AEE (2015)

Destaca el elevado peso de China, tanto por la actividad de sus empresas y centros de investigación como porque muchas compañías del sector tienen plantas en este país y



consideran apropiado presentar patentes. Europa mantiene un elevado peso como origen de la tecnología y de muchos desarrollos. Japón, generalmente activo tecnológicamente, tiene poco peso en el sector eólico.

En la Tabla 15 se ven las principales empresas que presentan patentes, y se observa que, en muchos casos, no se trata de líderes tecnológicos mundiales, aunque surgen de países con elevada cultura de innovación.

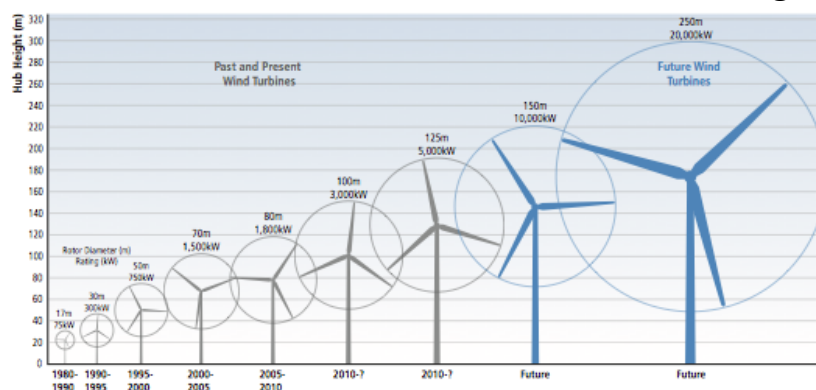
**Tabla 15. Principales propietarios de tecnología en el sector eólico a nivel mundial**

Propietario de la tecnología	País	Familia de patentes	Periodo 2006-2011 (nº de patentes)	Periodo 1975-2005 (nº de patentes)
General Electric	EE.UU.	674	1	2
Siemens Agl	Alemania	489	2	11
Mitsubishi	Japón	386	3	1
Vestas Wind Sys As	Dinamarca	237	4	4
Suzlon Energy (Repower Systems)	India (Alemania)	185	5	8
Samsung	Corea del Sur	136	6	20+
Sinovel Wind Group Co Ltd	China	136	7	20+
Nordex Energy GmbH	Alemania	134	8	20
Gamesa Innovation & Tech Sl	España	134	9	14
Robert Bosch GmbH	Alemania	111	10	20+
Guodian United Power Tech Co	China	98	11	20+
Sany Electric Co Ltd	China	96	12	20+
G Obrazovatel Noe Uchrezhdenie	Rusia	77	13	20+
Hitachi Ltd	Japón	77	14	5
Enercon (Wobben Allys)	Alemania	73	15	3
Daewoo	Corea del Sur	57	16	20+
LM Wind Power As	Dinamarca	56	17	10
Wuxi Tongchun New Energy Technology	China	49	18	20+
Shenyang Rubiang Wind Energy Equipment Ltd	China	47	19	20+
Alstom Wind SLU	Francia	45	20	20+

Fuente: CambridgeIP y AEE (2015)

En la Figura 33 se puede observar la evolución prevista de la capacidad de producción de los aerogeneradores.

**Figura 33. Previsión de crecimiento en el tamaño de los aerogeneradores**



Fuente: IPCC (2011, Pg. 96)

### ***Radiografía de la industria eólica española***

Liderazgo mundial: España es el tercer país de Europa en fabricación de aerogeneradores y el quinto a nivel mundial.

El efecto tractor de la eólica es superior al de otros sectores porque en España se desarrollan todas las actividades de la cadena de valor (promoción, construcción, fabricación, servicios...).

El sector cuenta con 195 centros de fabricación en doce de las diecisiete comunidades autónomas.

Tiene una cadena de valor completa e integrada.

Existen 12 centros de investigación y 14 universidades con actividades en el sector.

España ocupa la séptima posición del mundo en patentes eólicas.

Cuenta con 1.077 instalaciones eólicas en cerca de 800 municipios y tiene un probado efecto revitalizador en las comunidades rurales en las que se instala.

La eólica crea cinco veces más empleo que las tecnologías convencionales de generación; el 70% de los empleados del sector cuenta con algún tipo de titulación. Los beneficios del sector eólico en la economía española son abundantes y superan con creces los incentivos percibidos (datos del año 2012).

Aporta 3.000 millones de euros anuales al PIB y supone un 0,30% del PIB nacional.

Exporta por valor de 2.000 millones de euros en productos de alta tecnología, es el tercer exportador del mundo de aerogeneradores y el crecimiento anual de sus exportaciones es del 20% desde 2009.

La recaudación fiscal anual asciende a 150 millones de euros.

Da empleo a 20.000 trabajadores, directa e indirectamente.

La inversión anual en I+D+i, de 88,5 millones, representa el 6% de su contribución sectorial al PIB.

Evita importaciones de combustibles fósiles por valor de 2.000 millones al año.

El aerogenerador se ha convertido en la imagen tecnológica de España.

La eólica ha reducido el precio del mercado eléctrico en España entre 10 y 15 €/MWh –del 17 al 37%– entre 2008 y 2013, con la excepción de 2011.

Por cada euro de incentivo a la generación eólica, se han ahorrado 1,3 en importaciones de combustibles fósiles.

Por cada millón de euros de ingresos del sector se han creado 15,3 empleos anuales, se han generado 450.000 euros en exportaciones, y el sector ha invertido 55.000 euros en I+D+i.

Por cada MWh eólico, se generan 56 euros de PIB.

Por cada euro invertido, se han recaudado 33,4 céntimos.

### ***Tecnologías de almacenamiento energético***

Las energías renovables están situándose como un instrumento eficaz para el uso racional de los recursos energéticos de nuestro país. Sin embargo, debido a su naturaleza intermitente y las fluctuaciones del propio recurso energético<sup>43</sup>, algunas energías renovables ofrecen escasas garantías de capacidad frente a las energías más tradicionales (BCG, 2011). Las fluctuaciones de las energías renovables se pueden dividir en cuatro tipos:

- Fluctuaciones día-noche, relativas principalmente a las tecnologías solares.
- Fluctuaciones anual/estacional, que afectan tanto a las tecnologías solares como a la eólica.
- Fluctuaciones del recurso en el corto plazo (1 hora), que en su mayor parte afectan a la energía eólica y que derivan en problemas de errores de previsión.
- Fluctuaciones temporales de medio plazo, con una influencia prácticamente concentrada en la energía eólica.

Esta clasificación de las fluctuaciones obedece al carácter cíclico de las mismas. Así, las dos primeras pueden ser consideradas como fluctuaciones cíclicas y, por tanto,

---

<sup>43</sup> El análisis de las fluctuaciones ha sido realizado principalmente para las energías solar y eólica, por ser las tecnologías más maduras expuestas a fluctuaciones del recurso.

predecibles, y las dos últimas como erráticas y, por ello, impredecibles. En este sentido, la utilización de tecnologías de almacenamiento es una de las posibles soluciones para mitigar el efecto de las fluctuaciones (junto con el incremento de la interconexión entre países o la adaptación del parque de generación convencional con más plantas de generación de pico y menos de carga base).

Las tecnologías de almacenamiento se basan principalmente en principios mecánicos, térmicos, electroquímicos o electromagnéticos, con líneas tecnológicas abiertas en cada uno de ellos. Así, dentro de la diversidad de líneas existentes destacan, por ser aquellas con mayor potencial de almacenamiento a gran escala, las tecnologías de Aire Comprimido (CAES) e hidráulica de bombeo dentro del primer grupo, las de sales fundidas en el segundo, así como las de almacenamiento de hidrógeno y las baterías de flujo en el último.

Las tecnologías de almacenamiento actuales con mayor potencial se encuentran en distintas fases de maduración y conllevan ventajas y desventajas que las convierten en alternativas potencialmente viables en función de las circunstancias y las demandas de generación.

#### ***a) Tecnología de almacenamiento de la energía de aire comprimido.***

Esta tecnología utiliza bombas para el almacenamiento comprimido de aire en tanques o emplazamientos. La energía se almacena mecánicamente en forma de aire presurizado<sup>44</sup> para luego ser descargado para la compresión en turbinas de gas convencionales (CAES)<sup>45</sup>. Alternativamente se puede almacenar, además del aire presurizado, el calor de la compresión y utilizarlo posteriormente en la fase de generación para recalentar el aire, de forma que aumente el rendimiento del proceso (A-CAES)<sup>46</sup>.

Las ventajas clave de esta tecnología residen en la escalabilidad total de la capacidad energética y de electricidad habiéndose posicionado como la solución más económica a corto plazo y a gran escala. Sin embargo, esta tecnología no está exenta tanto de

---

<sup>44</sup> En el caso del A-CAES (almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático) también en forma de calor (derivado de la compresión).

<sup>45</sup> CAES: Compressed Air Energy Storage. Durante la fase de compresión existen pérdidas de calor.

<sup>46</sup> A-CAES: Adiabatic Compressed Air Energy Storage. Durante la fase de compresión de calor se almacena y no existen pérdidas de energía térmica.

desventajas relativas a la eficiencia de los ciclos como de diversos retos tecnológicos por resolver.

Se trata de una tecnología comercial con una I+D en curso potente, con orientación preferiblemente para aplicaciones a gran escala pero con relativa baja eficiencia.

***b) Tecnología de baterías.***

Este tipo de tecnologías comprenden una gran variedad de baterías. Sin embargo, tanto las Baterías de Redox de Vanadio (VRB) como las Baterías de Sodio y Azufre (NaS) son las que se encuentran más desarrolladas actualmente.

En cuanto a las primeras, las VRB, se debe destacar su potencial de escalabilidad tanto en capacidad eléctrica como energética con un especial buen funcionamiento en escalas medias. Sin embargo, este tipo de batería implica la necesidad y el manejo de grandes cantidades de químicos ácidos que condicionan tanto su coste como su seguridad. Se trata por tanto de una tecnología prometedora para las capacidades de buen funcionamiento en escala media, que en la actualidad se encuentra en una fase de media madurez, con algunos prototipos de sistemas comerciales y con una clara orientación a escalas medias.

En cuanto al segundo tipo de baterías, las NaS, cabe destacar que existen algunos sistemas ya instalados a gran escala, como por ejemplo en las instalaciones de Rokkasho (parque eólico de Japón)<sup>47</sup>.

Las ventajas y beneficios clave de esta tecnología son la alta disponibilidad de las materias primas como el azufre y el sodio, así como su alta eficiencia (75-85%). Se trata de baterías compactas (el área de instalación es aproximadamente un tercio del área de baterías de plomo y ácido), con una durabilidad de largo plazo (15 años). En cuanto a las desventajas y retos clave se debe señalar que el acumulador de alta temperatura necesita aislamiento y que el exceso de calentamiento requiere energía (la temperatura operativa se encuentra entre 290-390°C). Asimismo, en la actualidad sólo existe un

---

<sup>47</sup> Un ejemplo de la tecnología de baterías de NaS aplicada a las energías renovables con bajo factor de planta es el parque eólico Rokkasho en Japón con una capacidad instalada de 51MW con máquinas de 1,5MW. Este parque tiene un sistema de 17 baterías de NaS que le permite almacenar 34MW de potencia y una energía de 257MWh.

fabricante competitivo en todo el mundo (NGK Insulators Ltd. Japón), aunque ya empiezan a entrar otras empresas en esta tecnología (General Electric).

Por tanto, nos encontramos ante una tecnología con proyectos operativos en los que la materia prima base no presenta problemas de escasez o manejo y con una orientación semejante a las de las VRB, es decir, escalas medias, pero con un mayor potencial de escalabilidad.

***c) Tecnología de hidráulica de bombeo.***

Esta tecnología es la que tiene una mayor base instalada global de almacenamiento. Su funcionamiento se basa en la utilización de bombas para transportar agua desde el nivel base hasta un depósito elevado obteniendo energía almacenada como energía potencial de agua en un depósito elevado. Su recuperación se lleva a cabo permitiendo que el torrente de agua vuelva al nivel de base a través de generadores de turbina.

Se trata de una buena opción para la nivelación de la carga y el almacenamiento a largo plazo, dada su madurez y fiabilidad, pero con limitaciones tanto en la expansión como en la capacidad, ya que requiere localizaciones muy específicas.

***d) Tecnología de hidrógeno.***

Esta tecnología se basa en la electrolisis para la generación de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> y el almacenamiento posterior del H<sub>2</sub> en emplazamientos o tanques. La generación eléctrica (y calorífica) se lleva a cabo a través de turbinas o celdas de combustible.

Las ventajas clave son la mayor densidad energética entre las grandes soluciones de escala (65 veces mayor que el A-CAES) y su bajo coste. Sin embargo, esta tecnología adolece de una buena eficiencia en ciclo bajo (<40%), conlleva la necesaria construcción de emplazamientos y en la actualidad, se encuentra en una etapa conceptual sin plantas comercialmente probadas.

Por tanto, la evaluación general es la de una solución de largo plazo para la potencia de la carga base proveniente principalmente de grandes parques eólicos que, además de los potenciales problemas de seguridad, deberá resolver la competencia por las ubicaciones con almacenamiento de CO<sub>2</sub> y CAES.

***e) Tecnologías de sales fundidas (almacenamiento térmico para CSP).***

Esta tecnología se basa en la utilización de la energía solar concentrada para calentar sales fundidas de forma indirecta (a través de petróleo sintético en CSP de cilindro parabólico) o directamente (en las configuraciones de torre de potencia). Para la descarga, el calor almacenado se transfiere a electricidad a través de una turbina de vapor. El sistema de dos tanques es la solución moderna más típica por la cual las sales fundidas son bombeadas del tanque “frío” al intercambiador de calor y después hasta el tanque caliente.

La principal ventaja de esta tecnología es que no hay conversión a energía eléctrica antes del almacenamiento, lo que favorece la eficiencia del ciclo. Sin embargo, se trata de una opción no apta para las soluciones descentralizadas, ya que la sal puede congelarse durante los periodos de baja radiación.

Por tanto, nos encontramos frente a una tecnología madura con I+D en curso que se limita principalmente a las plantas de energía solar de concentración, con un potencial uso en otras tecnologías que todavía está siendo evaluado (en particular, se está estudiando para el contexto de las tecnologías de CAES).

En conclusión, el problema de la fluctuabilidad del recurso energético renovable plantea retos importantes para poder posicionar a las energías renovables como sustitutas fiables de las energías tradicionales en el corto plazo. De entre todas las palancas que podrían paliar dichas fluctuaciones, las tecnologías de almacenamiento se han situado como una alternativa razonable. Sin embargo, debido a su falta de madurez, la mayoría de ellas están pendientes del avance de una I+D que demanda mayores niveles de inversión y de la posterior confirmación en su fase comercial.

**6.3.2.5. Ámbito ecológico**

Las tecnologías que queman combustibles fósiles generan gases de efecto invernadero que contaminan, agravan el cambio climático, y afectan a la salud y al medioambiente. La energía eólica no genera emisiones, ya que su combustible es la fuerza del viento: en 2013, la eólica evitó la emisión de 22 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (el equivalente a plantar 2 millones de árboles) y evitó importaciones de combustibles fósiles por valor de 1.541 millones de euros.

La energía eólica tiene muchas facetas ambientales positivas. Es limpia, renovable y un medio de generación sustentable.

Algunos impactos ambientales del aprovechamiento de la energía eólica son los factores visuales y paisajista, ruido e interferencia electromagnética. Aunque ninguno de esos efectos dura más que la vida operacional del sistema, ellos son generalmente tan significativos como los efectos sobre la ecología en la formación de opinión del público y determinan si una propuesta de instalación de un parque eólico obtendrá autorización para concretarse.

Efectos sobre la ecología, en este contexto, abarca todos los efectos materiales sobre la flora y la fauna. Corrientemente incluye efectos sobre las aves, sobre tipos de vegetación no tradicional o rara y cambios sobre la hidrología local.

Respecto a las centrales nucleares, la energía eólica no genera ningún residuo peligroso, como el producido por aquellas tanto durante su operación como su desmantelamiento al final de su vida útil, ni presenta riesgo de accidente en gran escala como los ocurridos en los casos de Chernóbil o Fukushima.

Por otro lado, el empleo de la energía eólica genera un ahorro en el uso de las reservas de combustibles fósiles en general, un aporte al uso racional de la energía, y en particular para muchos países un ahorro de divisas, contribuyendo a la seguridad y a la diversidad en el suministro de energía.

La energía eólica ayuda a las economías, en particular a las locales, en varios aspectos importantes. En las áreas y comunidades donde se localizan los parques eólicos se generan puestos de trabajo, mayores ingresos y hay un aporte al desarrollo regional. Los parques eólicos pagan considerables impuestos y eventualmente arrendamientos. En el caso de los arrendamientos, estos pueden representar tan sólo una pequeña fracción de los ingresos de los parques pero, cuando están localizados en áreas rurales, pueden significar para el dueño del terreno importantes incrementos en sus rentas y, además la producción de estas tierras, ganaderas o agrícolas, puede continuar casi sin ser afectada.

Las regiones que fomentan la inversión en energía eólica pueden obtener beneficios adicionales fomentando la creación de una industria eólica local que pueda exportar energía eléctrica a otras regiones.



Entre los efectos ambientales locales de la energía eólica vamos a diferenciar entre aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano de aquellos que afectan la ecología. Entre los primeros están el uso de la tierra, el impacto visual, el ruido, las interferencias electromagnéticas, la salud y seguridad, los recursos arqueológicos y paleontológicos, y aquellos con implicaciones socio-económicas. Entre los segundos están los efectos sobre la fauna y la flora, la erosión del suelo, la alteración de la calidad del agua y del aire, los desechos sólidos y peligrosos y el consumo de materiales y energía.

La normativa vigente para tramitar la autorización de la instalación de producción de un parque eólico obliga al cumplimiento de todos los aspectos relativos al impacto ecológico de la instalación con el objetivo de que su impacto ambiental sea nulo. El estudio del impacto ambiental concluye con la denominada Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Para construir un parque eólico es necesario disponer de una DIA positiva. No es posible construir parques eólicos en zonas protegidas ni en aquellas con un DIA negativo. Los estudios de impacto ambiental y los planes de vigilancia ambiental son cada día más rigurosos y exigentes, asegurando de esta forma un reducido impacto sobre aves y mamíferos.

### ***Aspectos que afectan la percepción o el comportamiento humano***

#### ***a) Uso de la tierra***

Si bien las instalaciones eólicas necesitan de grandes áreas para su instalación, sólo usan y ocupan en forma efectiva una pequeña porción del terreno y compatible con otros usos. Por otra parte, generalmente los parques eólicos están localizados en áreas rurales o remotas previamente no desarrolladas. Estos factores tienen implicaciones ambientales únicas para el uso de la tierra, impacto visual, sonoro, biológico y consideraciones socio culturales en general diferentes a las de las centrales eléctricas convencionales. Alrededor del 99% del área empleada para instalar un parque eólico está físicamente disponible para ser usado con otros fines, inclusive el fin que tenía antes de la instalación. Entre otros, se puede emplear para la agricultura o ganadería.

Los parques eólicos son aceptados por los agricultores y ganaderos porque sus tierras pueden seguir siendo usadas para cultivar o criar rebaños. Además, los aerogeneradores no molestan a la ganadería.

### ***b) Efecto visual***

Los parques eólicos deben estar en áreas expuestas a fin de que sean comercialmente viables y por lo tanto están visibles. La reacción a la vista de un parque eólico es altamente subjetiva. Muchas personas lo ven como un símbolo de bienvenida a una fuente limpia de energía y otras lo ven como una adición no deseada al paisaje.

La industria ha desarrollado un esfuerzo considerable para integrar cuidadosamente los parques eólicos con el paisaje. Fotomontajes generados por computadora, animación y vista panorámica, junto con mapas zonales de la influencia visual, proveen predicción objetiva de la apariencia de un parque eólico.

### ***c) Ruido***

Los aerogeneradores no son ruidosos. La evolución de la tecnología eólica ha hecho casi imperceptible su ruido mecánico. El zumbido aerodinámico de las palas cuando pasan por delante de la torre es el principal sonido que producen. Además, unas estrictas directrices determinan el nivel permitido de ruido, hasta el punto de que es posible situarse bajo una turbina y mantener una conversación sin tener que levantar la voz. El nivel de ruido de un aerogenerador a 400 metros es de 37dBA (entre el de un microondas y de una nevera). A esta distancia el zumbido del aerogenerador en funcionamiento no se puede discernir del entorno.

Las turbinas eólicas modernas son bastante silenciosas y lo serán más en el futuro. Cuando se planifica un parque eólico, se debe prestar especial cuidado a cualquier sonido que pueda ser escuchado desde el exterior de las casas vecinas. En el interior de las casas el nivel será mucho menor, incluso con las ventanas abiertas. El potencial efecto del sonido es usualmente evaluado estimando el nivel sonoro que será alcanzado cuando el viento sople desde las turbinas hacia las casas, consideración que es conservadora. El sonido de las turbinas eólicas aumenta ligeramente con la velocidad del viento.

Diez años atrás las turbinas eólicas eran mucho más ruidosas que las actuales. Se ha puesto mucho esfuerzo para crear la presente generación de turbinas como máquinas silenciosas a través tanto del diseño de las palas como el de las partes mecánicas de la máquina.

#### ***d) Interferencia Electromagnética***

Las ondas de radio y las microondas son usadas para una variedad de propósitos en comunicación. Cualquier estructura grande que se mueva puede producir interferencia electromagnética (IEM). Las turbinas eólicas pueden causar IEM por reflexión de la señal en las palas del rotor y por lo tanto un receptor cercano puede captar señal directa y reflejada. La interferencia ocurre porque la señal reflejada sufre un retraso debido a la diferencia en la longitud del camino recorrido y las corrientes Doppler debido al movimiento de las palas. La IEM es más severa para palas metálicas, que son fuertemente reflectantes, y menos para palas de madera las cuales son fuertemente absorbentes. Las palas más modernas de plástico reforzado con fibra de vidrio son parcialmente transparentes a las ondas electromagnéticas y por lo tanto tienen un efecto intermedio en la IEM.

Las señales típicas de comunicaciones civiles y militares que pueden ser afectadas por IEM incluyen las de estaciones de televisión y radio, las comunicaciones de microondas y de telefonía móvil, y varias señales de los sistemas de control de navegación y tráfico aéreo.

Al diseñar un parque eólico, los problemas que afectan los sistemas de microondas y comunicaciones de aviación son determinantes y deben ser eliminados. La interferencia con un número pequeño de receptores de televisión domésticos, es un problema ocasional, pero es corregible usando técnicas que no son muy caras tales como el uso de transmisores y/o receptores más direccionales.

La experiencia ha mostrado que un diseño cuidadoso de un parque eólico puede eliminar cualquier interferencia al sistema de telecomunicaciones.

#### ***e) Salud pública y seguridad***

La salud pública y la seguridad vinculadas con las instalaciones clásicas de generación de electricidad están típicamente relacionadas con la emisión de gases a la atmósfera y con los residuos sólidos y líquidos que son arrojados al suelo o al agua. Cualquiera de esos residuos causan impactos adversos a la salud de la población, o representan riesgos para los trabajadores.

En este sentido, los parques eólicos difieren sustancialmente de las otras instalaciones eléctricas dado que no tienen procesos de combustión y no producen emisiones. Además, los únicos materiales potencialmente tóxicos o peligrosos asociados con la mayoría de los parques eólicos son las relativamente pequeñas cantidades de aceites lubricantes, fluidos hidráulicos y aislantes utilizados en las turbinas. Sin embargo hay que tener presente que aún pequeñas pérdidas de estos materiales pueden contaminar el agua subterránea o producir impactos sobre el hábitat si la pérdida no es controlada por largo tiempo.

Entre los accidentes que pueden significar un tema de seguridad se encuentra el hecho de que una pala de la turbina, o piezas de la misma, se separe del rotor y vuele en la dirección del viento. También las palas pueden sufrir un desprendimiento de láminas sin romperse. Esos eventos son raros y usualmente ocurren bajo condiciones de viento inesperadas y sin precedentes.

Aunque la mayoría de los proyectos eólicos están localizados en áreas rurales, muchos son visibles desde rutas públicas y son relativamente accesibles al público. Aunque la tecnología y los equipos asociados con generación eólica no son inusuales, pueden ser un atractivo para aquellas personas que pasan cerca de las zonas en las que están instaladas y desean ver y tocar una turbina eólica que esta operando o que está inactiva. Las personas que van a visitar estas instalaciones están expuestas a daños ocasionales por el movimiento de las palas, la rotura y expulsión de partes, los equipos eléctricos o caída de las turbinas.

Las localidades áridas donde pueden estar instaladas los parques eólicos -con altas velocidades de viento, bajo nivel de vegetación y carencia de árboles, y con topografía variable- pueden también presentar un peligro potencial de incendio durante los meses secos del año por diferentes motivos, la mayoría vinculados al no cumplimiento de programas de mantenimiento.

#### ***f) Recursos arqueológicos y paleontológicos***

Cualquier tipo de proyecto que incluya limpieza de la vegetación o excavaciones en la zona para instalar las bases que soporten los fustes de los aerogeneradores, tiene en potencia la posibilidad de afectar recursos arqueológicos o paleontológicos que pueden estar presentes en el área.

Los recursos arqueológicos o culturales son la evidencia estructural de la historia del desarrollo humano. Incluye recursos prehistóricos e históricos, así como recursos etnográficos que constituyen la herencia de un grupo cultural particular. También están asociados a los recursos culturales ciertos rasgos naturales de un lugar, así como plantas o especies empleadas con propósitos tradicionales, o para trazar el marco físico del entorno. Los recursos paleontológicos son los restos fosilizados o trazas de la evidencia de plantas y animales prehistóricos o de restos humanos muy antiguos preservados en suelos o rocas.

La instalación de un parque eólico, por su extensión y requerimientos, puede afectar estos recursos y es necesario realizar un estudio muy profundo antes de iniciar cualquier trabajo en la zona a fin de identificarlos y no interferir con lo mismos.

### ***Aspectos Ecológicos***

#### ***a) Flora y fauna***

Los efectos potenciales de la energía eólica sobre la flora y la fauna silvestre han despertado preocupaciones en los últimos años. El tema tomó preeminencia a finales de los 80 cuando se observó que algunas aves, especialmente las águilas y los halcones y otras especies protegidas, murieron a causa de turbinas eólicas y líneas de transmisión. Este descubrimiento disparó la oposición de organizaciones de defensa de la naturaleza y grupos ecologistas, y despertó la preocupación de las instituciones con responsabilidad de hacer cumplir la legislación que protege a ciertas especies. Se reportó la muerte de aves en Tarifa (uno de los dos puntos principales de migración de aves a través del Mar Mediterráneo), y en varias plantas eólicas en el norte de Europa. Estos incidentes resultaron en un incremento de la preocupación de los grupos ecologistas por los impactos ambientales potenciales de los parques eólicos.

En este sentido, las aves frecuentemente colisionan con las estructuras que tienen dificultad de ver, especialmente líneas de alta tensión, postes y ventanas de edificios. También son atropelladas por vehículos en movimiento, como trenes o automóviles. El comportamiento de las aves y la tasa de mortalidad tiende a ser específica de las especies y de los sitios.

Estudios realizados (Canadian Wildlife Service, 2003), indican que algunas aves se acostumbran a los aerogeneradores muy rápidamente, a otras les lleva algo más de tiempo. Así pues, las posibilidades de levantar parques eólicos al lado de santuarios de aves depende de la especie en cuestión. Al emplazar los parques eólicos normalmente se tendrán en cuenta las rutas migratorias de las aves.

Otros recursos biológicos incluyen una amplia variedad de plantas y animales que viven, usan o pasan a través de un área determinada. Ellos también forman parte del hábitat que contiene los componentes físicos como el suelo y el agua y los componentes biológicos que sustentan a las comunidades vivas. Estos van desde las bacterias y hongos hasta los depredadores quienes están en la parte superior de la cadena alimentaria. Cualquier proyecto constructivo puede afectar los recursos biológicos del lugar donde serán emplazados, deteriorando la relación física y ecológica de la comunidad que allí vive. Una central eólica puede tener efectos directos por destrucción de hábitat y de algunos organismos que se encuentran en él y efectos indirectos por generación de contaminantes que afectan la salud de los organismos o por producción de ruidos o movimientos que afectan el comportamiento de los animales.

#### ***b) Otros efectos ecológicos***

Efectos sobre otros ecosistemas terrestres resultan primariamente de la actividad constructiva de los parques eólicos, tales como la ocupación del suelo. La escala de esos efectos va ser dependiente del tipo de ecosistema drenajes, técnicas de construcción y tiempo y prácticas de restauración. Todos esos factores y las medidas de mitigación requeridas deben ser especificadas en el proceso de evaluación del impacto ambiental. Ni los animales silvestres ni los domésticos deben ser afectados por un parque eólico.

Actividades tales como la construcción de caminos o la tala de árboles pueden destruir o alterar el hábitat y permitir el ingreso de especies no deseadas. El problema se complica cuando se toma en cuenta que algunos de los lugares potencialmente más atractivos para proyectos eólicos, están ubicados en áreas montañosas remotas que son residencia de muchas especies de plantas y animales.

Debido a estas preocupaciones, algunas áreas ecológicamente sensitivas (aunque no estén específicamente protegidas por la legislación vigente) deberían quedar fuera de los límites permitidos para los proyectos eólicos. En algunos casos, sin embargo, pueden

existir alternativas para mitigar o compensar los impactos sobre el hábitat que puedan existir. Por ejemplo se podría invertir en acciones de reforestación fuera del sitio, tales como plantar árboles o la creación de hábitats para las especies desplazadas por los proyectos eólicos. Las medidas necesarias dependerán de la localización y de las especies amenazadas y deberían determinarse en consulta con las agencias y organizaciones ambientales interesadas.

La importancia de la pérdida de vegetación asociada con un proyecto eólico por lo general depende del tamaño del área afectada y de si son afectadas plantas sensibles. Dependiendo del diseño del proyecto, esos impactos típicamente afectan sólo a una quinta parte de la superficie total del área del parque eólico. Dependiendo de la topografía del lugar, el diseño de rutas de acceso afectará la vegetación y producirá pérdidas. Las construcciones en áreas escalonadas pueden producir mayores efectos a causa de que requiere más corte y rellenos extensivos y sistemas de caminos más complejos. La extensión de la limpieza del terreno depende de la velocidad del viento, duración y dirección, topografía, y la altura de las turbinas y su ubicación. En áreas forestales, se requiere la limpieza permanente de un ancho considerable a lo largo del corredor de las turbinas.

Este tipo de problemas puede ser controlado mediante medidas apropiadas de conservación de suelos y control de erosión, las cuales deberán ser tenidas en cuenta en las etapas iniciales del proyecto. De hecho son el mismo tipo de medidas que deberían ser tenidas en cuenta al realizar cualquier construcción en un área vulnerable a la erosión. Las medidas contra la erosión incluyen la construcción de la cantidad mínima de caminos, el seguimiento tanto como sea posible del contorno natural del terreno y el restablecimiento rápido de las condiciones originales del suelo en cualquier lugar que sea alterado durante la etapa de construcción.

La erosión inducida por el viento puede crear partículas finas en el aire las cuales pueden ser adversas a la salud humana y reducir la visibilidad. La erosión inducida por el agua, además de remover el suelo y reducir su productividad, resulta en sedimentación en cursos de agua la cual degrada la calidad del agua y daña los recursos biológicos.

### **6.3.2.6. Ámbito legal**

El 20 de junio de 2014 se publica la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Esta norma, -esperada desde julio de 2013-, completa el nuevo régimen de retribución de estas instalaciones. Desarrolla y complementa al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que junto al Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, constituyen un complejo entramado normativo que regula un nuevo sistema de retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías renovables, que introduce la retroactividad de la legislación y la revisión periódica de los parámetros económicos.

Queda así definitivamente superado el régimen especial de retribución de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, desarrollado por el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y otras normas complementarias.

En este sentido, el nuevo marco retributivo introducido con carácter de urgencia por el citado Real Decreto-ley 9/2013 estableció, en julio de 2013, que se iban a hacer recortes sobre los ingresos de las instalaciones existentes, a pesar de que las medidas retroactivas habían sido desaconsejadas por la Comisión Europea en sus recomendaciones sobre buenas prácticas regulatorias. Pero, al desconocerse la magnitud de los recortes (hasta que se aprobara posteriormente el desarrollo normativo), los ingresos que se recibieran de más por la aplicación provisional del sistema retributivo anterior tendrían que ser devueltos a posteriori por las empresas del sector.

Es decir, el año 2014 empezaba sin que se conociesen los incentivos que se iban a recibir, ni las cantidades a devolver, ni el nivel del IVPEE<sup>48</sup> del 7% a pagar sobre la electricidad generada. A mediados de 2014, se publicaban en el BOE las citadas normas

---

<sup>48</sup> IVPEE: Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica.



clave de la Reforma, el Real Decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014, que confirmaban las previsiones de recortes del sector. España pasaba de ser uno de los países que más fuerte había apostado por la eólica, situándose entre los cuatro primeros del mundo por potencia instalada, a dictar una normativa más restrictiva para el sector.

Con los últimos cambios normativos, se eliminan las primas o incentivos a la producción para pasar a incentivar la inversión, pero sólo en aquellas plantas que se considere que no han superado aún el umbral de la rentabilidad razonable a lo largo de su vida útil.

El nuevo sistema se construye sobre un principio básico que es la cobertura de costes y la obtención de una rentabilidad razonable de la inversión. Los regímenes retributivos que se articulen deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto (art. 11.2 RD 413/2014).

En cumplimiento de la normativa que desarrolla (DF 3ª Ley 24/2013 y DA 2ª RD 413/2014) y para las instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, la orden indica como tasa razonable de la inversión, el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor Real Decreto- ley 9/2013, esto es, el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2003 y el 30 junio 2013.

Para las instalaciones a las que se les reconozca la percepción del régimen retributivo específico con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, se ha aplicado el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los meses de abril, mayo y junio de 2013 (DA 10ª Ley 24/2013 en relación con la DA 14ª y la DA 1ª RD 413/2014).

Las instalaciones afectadas seguirán percibiendo unos ingresos adicionales al mercado hasta el final de su vida útil siempre que no hayan alcanzado una rentabilidad razonable (la rentabilidad de la instalación tipo), es decir, cuando los ingresos por la venta de energía en el mercado no sean suficientes para cubrir los costes de una empresa eficiente y bien gestionada.

Una vez que las instalaciones superen su vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Por otro lado, aquellas instalaciones que, aun no habiendo finalizado su vida útil regulatoria, hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable, no percibirán retribución a la inversión y mantendrán, en su caso, la retribución a la operación durante la vida útil regulatoria.

El nuevo sistema de retribución se aplica tanto a nuevas instalaciones como a instalaciones preexistentes.

La referida Orden de renovables establece una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico y otras segmentaciones necesarias para la aplicación del régimen retributivo. A cada grupo y subgrupo de instalaciones les corresponde un conjunto de instalaciones tipo, a las que se asigna un código de forma individualizada. Los anexos I y IV de la Orden definen las instalaciones tipo y asignan un total de 2.071 códigos alfanuméricos.

Definido el código de cada instalación tipo (hasta los referidos 2071), a cada código se le asigna la retribución anual correspondiente a la inversión y la retribución a la operación.

A cada instalación tipo le corresponde un conjunto de parámetros retributivos calculados por referencia teórica a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. Estos parámetros concretan el régimen retributivo específico y permiten su aplicación a las instalaciones asociadas a cada instalación tipo. Los parámetros más relevantes son: la retribución a la inversión por unidad de potencia, la retribución a la operación, la vida útil regulatoria, el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximo a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso. Adicionalmente, son parámetros retributivos relevantes a efectos de calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa, los siguientes: el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, la estimación del precio de mercado diario e intradiario, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo, los límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado, la estimación de los ingresos futuros de explotación, la estimación de los costes futuros de explotación, la tasa de

actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable, el coeficiente de ajuste de la instalación tipo y el valor neto del activo.

Algunos de estos parámetros merecen especial atención:

- El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del período regulatorio incrementada en un diferencial (art. 19.1 RD 413/2014);
- El número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación en un periodo concreto. Viene determinado por el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el periodo considerado, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW (art. 21 RD 413/2014). El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento se establecen para cada instalación tipo. La aplicación de este parámetro obligará a ajustar los ingresos anuales derivados del régimen de retribución específico en función de que las horas de funcionamiento de la instalación excedan, o no, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo (art. 21.4 RD 413/2014), pudiendo llegar a perder el derecho al régimen retributivo específico en ese año si el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación es inferior al umbral de funcionamiento de la instalación tipo en dicho año;
- La estimación del precio de la energía en el mercado para cada año del primer semiperiodo regulatorio se ha calculado como media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en OMIP<sup>49</sup> durante los últimos seis meses de 2013. A este precio estimado se han aplicado unos coeficientes de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología (obtenidos a partir de la media de los valores disponibles por parte de la Comisión Nacional de los Mercados

---

<sup>49</sup> OMIP es la bolsa ibérica de derivados de electricidad que asegura la gestión del mercado junto con OMIClear, la cual asegura las funciones de Cámara de Compensación y Contrapartida Central de las Operaciones realizadas en el mercado. Los principales objetivos de OMIP son: contribuir para el desarrollo del mercado ibérico de electricidad, promover precios de referencia ibéricos, facilitar instrumentos eficientes de gestión del riesgo y facilitar un modelo de mercado adecuado a todos los agentes.

y la Competencia). Con el objeto de reducir la incertidumbre sobre la estimación del precio de la energía en el mercado, que afecta directamente a la retribución obtenida por la instalación tipo por la venta de la energía, la orden define los límites superiores e inferiores a dicha estimación. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se sitúe fuera de dichos límites, se genera, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y que se compensará a lo largo de la vida útil de la instalación.

- Particular importancia tienen dos parámetros: la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, pues una vez reconocidos, no podrán revisarse. En el caso de la energía eólica, se establece una vida útil de 20 años.

Asimismo, la Ley 24/2013 establece que legalmente se fijará antes del inicio de cada período regulatorio, que tendrán una duración de seis años, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de lo que reste de vida regulatoria. El régimen de revisión de los parámetros que configuran la “rentabilidad razonable” varía en función del parámetro considerado:

- Parámetros no revisables: una vez reconocidos, en ningún caso podrán revisarse, dos parámetros, la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación (art. 20.1.III RD 413/2014);
- Parámetros revisables anualmente: al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible (art. 20.3 RD 413/2014);
- Parámetros revisables cada tres años: se revisarán mediante orden del Ministro de Industria Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, cada tres años para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento (art. 20.2 RD 413/2014);

- Parámetros revisables cada seis años: el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se revisará cada seis años. Antes del 1 de enero del último año del período regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial aplicado a la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior (art. 19.2 RD 413/2014). En todo caso y a excepción de la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, al finalizar cada período regulatorio se podrán revisar todos los parámetros retributivos mediante orden del Ministro de Industria Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Al modificar las condiciones económicas anualmente, cada tres años y cada seis años, según los parámetros, para las instalaciones ya en marcha, se introduce un elevado grado de inseguridad jurídica, que produce una reducción de las nuevas inversiones en el sector.

Con el objetivo teórico de que aquellas instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes puedan competir en igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable, la nueva norma sustituía el sistema de primas a la generación por una retribución a la inversión que, en vez de incentivar la generación y, con ella, la eficiencia, incentiva la potencia.

La rentabilidad razonable se fija para el primer periodo regulatorio en el 7,398%. Como consecuencia, los parques eólicos anteriores a 2004 no reciben retribución a la inversión, con excepción de las instalaciones de menos de 5 MW del año 2002. El motivo es que, en aplicación de la nueva normativa, dichos parques anteriores a 2004 han superado el nuevo umbral de rentabilidad razonable, en contra de lo que esperaban las empresas cuando se arriesgaron a realizar la inversión al amparo de una regulación diferente y en un momento en que el sector estaba muy lejos de la madurez.

La consecuencia es que se penaliza la eficiencia y la competitividad de la eólica, ya que el modelo le perjudica más que a ningún otro sector por haber sido el primero en

arriesgar e invertir en una tecnología autóctona e innovadora y por ser el más sensible a las variaciones del precio del mercado.

En este sentido, al establecerse una “rentabilidad razonable”, se está excluyendo el criterio de rentabilidad económica y financiera, se limita la eficiencia de las inversiones y se limita la libre competencia entre las empresas e impide que las empresas del sector puedan elaborar y desarrollar estrategias competitivas.

En septiembre de 2014, la Asociación Empresarial Eólica publicaba en una nota de prensa que el sector eólico tenía que devolver unos 640 millones de euros de la retribución percibida a cuenta desde que en julio de 2013 se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013 y se inició la reciente Reforma Energética en España.

Durante los once meses de tramitación de la Reforma Energética, las empresas continuaron cobrando la retribución correspondiente a la regulación anterior, sabiendo de antemano que la retroactividad de la norma les obligaría a devolver una cantidad indeterminada y desconocida hasta junio de 2014, lo que ha dificultado considerablemente su trabajo y les ha impedido tomar medidas para minimizar las pérdidas.

En junio de 2014 entró en vigor definitivamente la nueva normativa –los referidos Real Decreto 413/2014, por el que se regula a las renovables, y la Orden IET 1045/2014, que fija los parámetros retributivos–, y con ella, el nuevo sistema de retribución a la inversión.

Como ya se ha indicado en el apartado del ámbito económico (véase Figuras 28 y 29), tomando como referencia el periodo 2012 a 2014, el sector eólico ha perdido un 38% de sus incentivos y las instalaciones anteriores a 2004 han perdido todos los ingresos por incentivos.

### **6.3.3. La estructura del sector eólico (análisis de las cinco fuerzas de Porter)**

Se utiliza el esquema de las cinco fuerzas de Porter (1985) aplicado a la industria de generación energética de España, incidiendo en el uso de energía eólica, para analizar la estructura del sector.

#### **6.3.3.1. Amenaza de nuevos competidores potenciales**

En el ámbito de la actividad de generación, aspectos como la intensidad de capital de inversión en nuevas instalaciones, el acceso a los canales de distribución, las barreras de entrada o salida y la posición de los competidores actuales van a determinar la capacidad de entrada que van a tener los nuevos entrantes.

El factor principal que determina el acceso al segmento de generación es la intensidad de capital necesario y que a su vez requiere periodos largos de amortización. Las centrales antiguas ya amortizadas podrán competir en el mercado spot (al contado) a precios más competitivos que los nuevos inversores, reduciendo así el número de empresas capacitadas para afrontar la inversión.

Que la actividad de generación esté liberalizada y no sea un monopolio natural hace que de por sí las economías de escala sean limitadas.

Aunque el producto final va a ser el mismo para todos los proveedores, la diferencia entre tecnologías va a estar en la energía primaria de la que se parta para producir electricidad. Debido tanto a los progresos tecnológicos, como a la creciente preocupación por el medio ambiente y al cambio a tecnologías basadas en el gas natural y en renovables se han reducido los costes fijos a la par que el tamaño óptimo de las centrales de generación, provocando que la magnitud de las economías de escala se reduzcan.

El compromiso adquirido en el protocolo de Kioto de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, y la estrategia 20-20-20 de la UE ha propiciado un cambio en el mix de generación en España, pasando de estar basado en el carbón a un desarrollo de energías renovables y ciclos combinados.

En el ejercicio 2014, la potencia instalada peninsular se ha mantenido prácticamente estable respecto al año anterior, ya que al finalizar el año 2014 se situaba en

102.262MW, 116 MW menos (un 0,1%) que en diciembre de 2013 (véase Tabla 16). La mayor variación la ha registrado el carbón que ha reducido su potencia en 159 MW como consecuencia del cierre de la central de Escucha. El resto de tecnologías no han tenido variaciones de potencia o han sido poco significativas.

**Tabla 16. Evolución anual de la potencia instalada a 31 de diciembre (MW)**

	2010	2011	2012	2013	2014
Hidráulica convencional y bombeo mixto	15.047	15.054	15.269	15.268	15.274
Bombeo puro	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517
Hidráulica	17.564	17.571	17.785	17.785	17.791
Nuclear	7.791	7.866	7.866	7.866	7.866
Carbón (1)	11.409	11.649	11.114	11.132	10.972
Fuel / gas	2.282	833	520	520	520
Ciclo combinado (2)	25.278	25.312	25.348	25.348	25.348
Resto hidráulica (3)	2.036	2.041	2.042	2.105	2.105
Eólica	19.560	21.017	22.608	22.845	22.845
Solar fotovoltaica	3.656	4.059	4.321	4.424	4.428
Solar térmica	532	999	1.950	2.300	2.300
Térmica renovable	780	884	970	975	1.012
Cogeneración y resto	7.123	7.196	7.155	7.079	7.075
<b>Total</b>	<b>98.009</b>	<b>99.426</b>	<b>101.679</b>	<b>102.378</b>	<b>102.262</b>

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (3) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).

Fuente: REE (2015)

**Tabla 17. Balance de potencia a 31.12.14. Sistema eléctrico nacional**

	Sistema peninsular		Sistemas no peninsulares		Total nacional	
	MW	%14/13	MW	%14/13	MW	%14/13
Hidráulica	17.791	0,0	1	0,0	17.792	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	10.972	-1,4	510	0,0	11.482	-1,4
Fuel/gas	520	0,0	2.789	0,0	3.309	0,0
Ciclo combinado (1)	25.348	0,0	1.851	0,0	27.199	0,0
Hidroeólica	-	-	12	-	12	-
Resto hidráulica (2)	2.105	0,0	0,5	0,0	2.106	0,0
Eólica	22.845	0,0	158	0,0	23.002	0,0
Solar fotovoltaica	4.428	0,1	244	0,4	4.672	0,1
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Térmica renovable	1.012	3,9	5	0,0	1.018	3,8
Cogeneración y resto	7.075	-0,1	121	0,0	7.196	-0,1
<b>Total</b>	<b>102.262</b>	<b>-0,1</b>	<b>5.692</b>	<b>0,2</b>	<b>107.954</b>	<b>-0,1</b>

(1) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. En el sistema eléctrico de Canarias utiliza fuel y gasoil como combustible principal.  
(2) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH).  
Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: resto hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable y cogeneración y resto.

Fuente: REE (2015)



Con este parque generador las centrales que han tenido mayor producción que en 2013 han sido las de la tecnología hidráulica, nuclear, carbón y solar térmica.

En los sistemas no peninsulares (véase Tabla 17), la potencia instalada se ha mantenido prácticamente sin cambios en todos los sistemas, a excepción de Canarias donde cabe destacar la incorporación de 12 MW en la Isla de El Hierro correspondientes a una nueva central que combina bombeo y eólica (incluida en el balance con el término hidroeólica).

La generación neta peninsular en 2014 ha sido de 253.564 GWh, un 2,6% inferior al año anterior, lo que la sitúa en un nivel parecido al que tuvo en el año 2005 (véase Tabla 18).

**Tabla 18. Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica (GWh)**

	2010	2011	2012	2013	2014	%14/13
Hidráulica	38.653	27.571	19.455	33.970	35.860	5,6
Nuclear	61.990	57.731	61.470	56.827	57.376	1,0
Carbón (2)	22.097	43.488	54.721	39.807	44.064	10,7
Fuel / gas	1.825	0	0	0	0	-
Ciclo combinado (3)	64.634	50.750	38.593	25.091	22.060	-12,1
Consumos en generación (4)	-6.706	-7.297	-7.730	-6.273	-6.561	4,6
Resto hidráulica (5)	6.824	5.294	4.645	7.099	7.067	-0,4
Eólica	43.208	42.105	48.140	54.344	50.630	-6,8
Solar fotovoltaica	6.140	7.092	7.830	7.918	7.794	-1,6
Solar térmica	692	1.832	3.444	4.442	4.959	11,6
Térmica renovable	3.172	4.285	4.746	5.066	4.718	-6,9
Cogeneración y resto	30.789	32.051	33.493	32.037	25.596	-20,1
<b>Generación neta</b>	<b>273.318</b>	<b>264.903</b>	<b>268.807</b>	<b>260.327</b>	<b>253.564</b>	<b>-2,6</b>
Consumos en bombeo	-4.458	-3.215	-5.023	-5.958	-5.330	-10,5
Enlace Península-Baleares (6)		-0,5	-570	-1.269	-1.298	2,3
Saldo intercambios internacionales (7)	-8.333	-6.090	-11.200	-6.732	-3.406	-49,4
<b>Demanda (b.c.)</b>	<b>260.527</b>	<b>255.597</b>	<b>252.014</b>	<b>246.368</b>	<b>243.530</b>	<b>-1,2</b>

(1) Asignación de unidades de producción según combustible principal. (2) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (3) Incluye funcionamiento en ciclo abierto. (4) Consumos en generación correspondientes a la producción hidráulica, nuclear, carbón, fuel/gas y ciclo combinado. (5) Incluye todas aquellas unidades menores de 50 MW que no pertenecen a ninguna unidad de gestión hidráulica (UGH). (6) Valor positivo: entrada de energía en el sistema; valor negativo: salida de energía del sistema. Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (7) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Fuente: REE (2015)

En este sentido, la generación hidráulica de aquellas centrales que pertenecen a alguna unidad de gestión hidráulica (UGH), han seguido incrementando su generación aunque con una variación del 5,6%, alejada del elevado crecimiento que tuvieron en 2013 con un 74,6%, debido sobre todo a que el año 2012 fue extremadamente seco.

En términos hidrológicos, el año 2014 ha sido húmedo en su conjunto al igual que sucedió en 2013. El producible hidráulico registrado ha sido superior al valor histórico medio en la mayoría de los meses, lo que ha tenido como consecuencia que haya finalizado el año con un valor un 17% mayor que el valor histórico medio anual.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses peninsulares finalizaron el 2014 al 63,8% de su capacidad total, seis puntos por encima del año anterior.

Por lo que respecta a la generación térmica no renovable el crecimiento experimentado por las centrales nucleares y de carbón ha quedado contrarrestado por el descenso de la producción de los ciclos combinados y de la cogeneración. El crecimiento de la generación nuclear durante el 2014 no ha sido muy significativo (1%), sobre todo, teniendo en cuenta que durante el 2013 se produjo un descenso del 7,6%, fundamentalmente por la retirada de producción de la Central Nuclear de Garoña al encontrarse en una situación de cese transitorio.

Las centrales de carbón han registrado un crecimiento del 10,7%, lo que supone un cambio de signo respecto al año anterior, cuando los niveles de generación de esta tecnología cayeron un 27,3% respecto al 2012.

La producción de los ciclos combinados en 2014 ha registrado este año una caída del 12,1% respecto al año anterior, continuando la senda de descenso iniciada en 2009, que a pesar de haberse suavizado, son valores muy alejados de los porcentajes de crecimiento que tuvo esta tecnología durante sus primeros años de vida.

Las instalaciones de cogeneración también han repetido la reducción de potencia instalada y de producción que tuvieron en 2013 registrando en 2014 una variación negativa del 20,1%.

La generación peninsular procedente de fuentes de energía renovable ha sido inferior en todas las tecnologías, excepto la hidráulica y la solar térmica, lo que ha provocado que en términos anuales la producción renovable haya sido un 1,3% menor que en 2013. La generación eólica ha contribuido especialmente a esta caída de las renovables ya que en el mismo periodo ha reducido su producción un 6,8%.

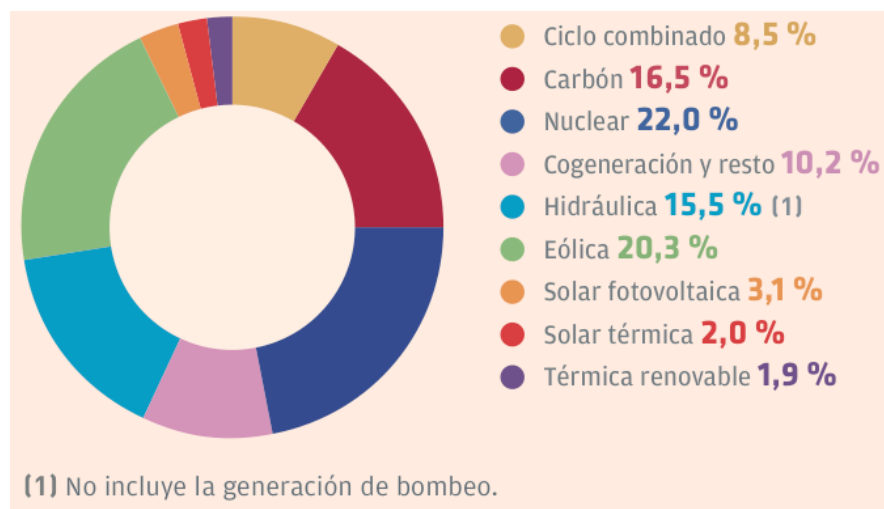
A pesar del descenso de la generación eólica, cabe destacar que en 2014 se alcanzaron nuevos máximos históricos de producción eólica diaria y mensual. El 25 de

marzo se registró el récord diario con 346.745 MWh (un 1,2% superior al máximo histórico anterior registrado el 16 de enero de 2013) y el récord mensual se produjo en el mes de enero con 6.539 GWh (un 1,7% mayor que el registrado en noviembre de 2013).

El crecimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas se ha estancado después de más de diez años de incrementos continuados. La potencia instalada en 2014 creció sólo un 0,1%, mientras que la generación se redujo por primera vez en un 1,6%. La solar térmica no ha experimentado variaciones de potencia a lo largo de 2014 pero su generación aumentó un 11,6% respecto al 2013.

La térmica renovable ha sido la tecnología con mayor crecimiento de potencia instalada, un 3,9%. Este incremento de potencia no se ha traducido en una mayor producción, ya que durante 2014 la generación térmica renovable se redujo un 6,9%.

**Figura 34. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular. 2014**



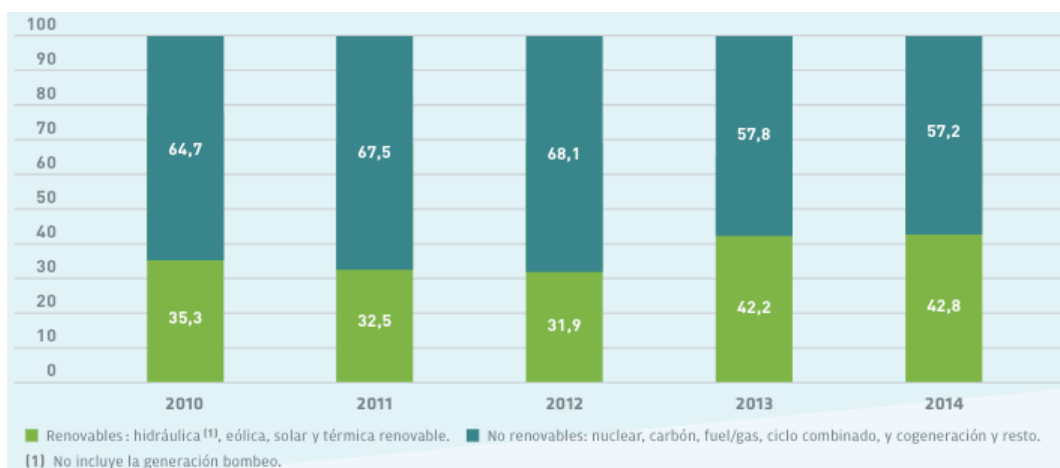
Fuente: REE (2015)

En el año 2014, en cuanto a la cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular (véase Figura 34), la nuclear ha sido la tecnología con mayor peso ya que cubrió el 22,0% del total (un 21,2% en 2013), le sigue la eólica, que ha aportado el 20,3% de la demanda (un 21,2% en 2013). El carbón ha aumentado este año su participación, alcanzando el 16,5% (un 14,6% en 2013). Otra tecnología que también ha tenido mayor representatividad ha sido la hidráulica que con un 15,5% del total ha superado el ya de por sí buen comportamiento que tuvo en 2013, cuando alcanzó un

14,2% de la cobertura, duplicando la aportación que tuvo en el año 2012. En sentido contrario, la cogeneración y los ciclos combinados han visto reducida su participación, aportando un 10,2% y un 8,5%, respectivamente (un 12,5% y un 9,5% en 2013). Por debajo del 10% se han situado las tecnologías solares y la térmica renovable que conjuntamente han cubierto el 7% de la demanda, aportación similar a la de 2013.

Las energías renovables han mantenido un papel destacado en la producción global de energía del sistema peninsular (véase Figura 35), cubriendo el 42,8% de la producción total (un 42,2% en 2013). Dentro de estas energías, cabe destacar un año más el importante papel de la generación eólica, que si bien ha reducido su producción respecto al año anterior, su contribución a la producción anual peninsular se situó en el 20,3%, lo que coloca a esta tecnología en el segundo lugar en cuanto a la participación de los distintos tipos de energía en la cobertura de la demanda peninsular, tan sólo detrás de la nuclear. Así mismo, en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema eléctrico peninsular, alcanzando el 29,2%, el 27,8%, el 25,6% y el 21,7%, respectivamente.

**Figura 35. Estructura de la cobertura de la demanda anual (%)**



Fuente: REE (2015)

En cuanto a los canales de distribución es el gobierno quien indica qué tipo de generación es necesaria en cada momento y después son las empresas generadoras las que ofertan sus proyectos. Por tanto, es el Estado quien tiene la capacidad para determinar en primera instancia y a largo plazo el mix de generación. A veces el

carácter temporal (largo plazo) de esta decisión, puede resultar una barrera de entrada, debido al riesgo regulatorio.

Otra barrera de entrada es el agotamiento de nuevos emplazamientos para desarrollar centrales de cierta tecnología. Si analizamos este punto por tecnologías tenemos:

- *Eólica*: Si bien casi todos los lugares adecuados para la nueva instalación de este tipo de energía están ya copados, existe la posibilidad de la repotenciación de los parques ya existentes. Esta labor se lleva a cabo por las propias empresas generadoras que instalaron el parque inicialmente, cerrando la puerta a nuevos entrantes.
- *Solar fotovoltaica y solar térmica*: la situación de la normativa actual desaconseja la búsqueda de nuevos emplazamientos.
- *Hidráulica*: Actualmente, todos los emplazamientos propicios para el desarrollo de esta tecnología están o bien ocupados por centrales ya instaladas o bien no pueden ser explotados por su valor medioambiental.
- *Bombeo*: Todas las centrales que están en proyecto o próximas a la construcción pertenecen a la misma empresa, la misma a la que pertenece la central hidráulica correspondiente, esto hace que al igual que en las anteriores tecnologías la entrada de nuevos competidores se hace muy difícil.

Una barrera de entrada clara es la existencia de activos estratégicos en manos de empresas concurrentes, como ejemplo, en el caso anterior, una empresa que posea una central hidráulica tiene más facilidad para construir un bombeo que otra que no tuviera acceso a lo primero, ligado a esto el precio diario de la energía está determinado por el pool, en él, todas las centrales independientemente de a qué empresa pertenezcan ofertan sus costes de operación, de ahí que una empresa que disponga de muchas centrales con capacidad de marcar precio tendrá más poder de mercado.

En el caso de las centrales eólicas, debido al carácter inestable del viento, puede haber periodos de tiempo en los que la generación sea muy superior a la demanda y por tanto la centrales eólicas se vean obligadas a desperdiciar parte de su producción eléctrica.

La integración vertical que presentan algunas empresas puede dar lugar a subsidios cruzados y a información privilegiada. Un ejemplo sería, que una empresa que tiene

tecnologías de generación diferentes puede operar o dejar de operar con una en beneficio de otra, en contrapartida la separación de funciones que se establece en la Ley del Sector Eléctrico intenta minimizar los riesgos de subsidios cruzados o de discriminación por parte de empresas verticalmente integradas.

En cuanto a los costes derivados de la regulación y de participación en el mercado, podemos exponer el caso de los ciclos combinados que debido al auge de esta tecnología en los últimos años, el excedente de instalaciones que por motivos regulatorios (cumplir con el 20/20/20, primas a renovables) no pueden funcionar el número de horas para que el que fueron programadas en un inicio. Es por esto que son las centrales que más caro ofertan en el pool y por tanto o no entran, o si entran lo hacen con costes que no les permiten recuperar sus costes fijos (ni de operación).

A la presión económica que ejercen los competidores actuales en la guerra de precios en el mercado se le debe sumar la presión política (por el carácter asocial del incremento de las tarifas de acceso a los consumidores) que ha derivado en el déficit de tarifa actual, todo ello está actuando como una barrera de entrada a nuevos competidores.

Se puede destacar que otra de las barreras de entrada pero en este caso orientada hacia los generadores extranjeros es la escasa capacidad de interconexión peninsular. Aunque en 2015 se ha producido una importante entrada en funcionamiento de la ampliación de la conexión con Francia, todavía están pendientes de ejecutar las ampliaciones necesarias para incrementar la competitividad del sistema energético español y cumplir con los objetivos europeos de alcanzar al menos una interconexión del 10% de la capacidad de la electricidad producida.

### **6.3.3.2. Poder de negociación de los proveedores**

En este apartado se debe incluir tanto a las empresas de ingeniería, que son las que llevan a cabo los proyectos de diseño, construcción y mantenimiento de los parques eólicos (proyectos técnicos, obra civil, mantenimiento), como a las empresas de bienes de equipo suministradoras de todos los componentes de los aerogeneradores (fustes, góndolas, rotores, palas).

En ambos casos la competencia en España es muy alta, pero existen varios proveedores que tienen una clara posición dominante en el mercado, y además existen claros ejemplos de integración vertical entre empresas de los diferentes sectores.

En este sentido, es preciso destacar que dos empresas fabricantes de aerogeneradores se reparten el 70% de la potencia total instalada de parques eólicos en España, teniendo en cuenta los datos publicados por AEE relativos a cifras acumuladas por fabricantes a finales de 2014 (véase la tabla 9, del apartado 5.3). Las empresas son la española Gamesa, con un 52,2%, y la danesa Vestas, con un 17,8%. Las siguientes son Alston con un 7,6%, Acciona Wind Power con un 7,5%, General Electric con un 6,1%, Siemens con un 3,4% y Enercon con un 2,3%.

Es decir, dos empresas fabricantes de aerogeneradores concentran el 70% de la cuota de mercado de la potencia instalada acumulada en España y otras 5 suman otro 26,9%. En total, 7 empresas representan el 96,9% de la cuota de mercado.

En los momentos actuales se puede señalar que debido a la inestabilidad regulatoria del sector de las energías renovables, los pocos parques que se desarrollan se realizan con los fabricantes que tienen más potencia instalada, ya que permite que los proyectos de inversión puedan ser financiados en el mercado al cumplir con los requisitos de garantía de fiabilidad y experiencia exigidos por las entidades financieras.

Por otro lado, se podría incluir la figura de los proveedores administrativos o de regulación. Es preciso tener en cuenta que el Estado y las Comunidades Autónomas son “proveedores” de las normativas que regulan la generación de energía, ya que es precisa una autorización administrativa, sobre todo si se quiere estar incluido entre los regímenes especiales de retribución. En este caso, la inestabilidad regulatoria producida por los sucesivos e innumerables cambios regulatorios de los últimos años ha incrementado el poder de negociación de los referidos proveedores administrativos. El impacto en el coste de la industria que provocan estos proveedores tiene especial relevancia sobre todo por la incertidumbre y falta de estabilidad regulatoria, teniendo un impacto negativo en la rentabilidad de las instalaciones y dificultando y encareciendo la inversión.

Las instalaciones de generación requieren costes de instalación elevados y periodos de ejecución largos, del orden de varios años, en función de la tecnología. Como la

evolución de la demanda no es conocida a priori, existe la posibilidad de que la capacidad instalada no sea la necesaria, es por esto que la regulación será la que establezca las directrices a seguir para regular los costes de inversión.

La intensidad que se precisa en las inversiones hace que el número de empresas sea reducido, lo que conlleva a que cada vez hay más empresas cuyas acciones son capaces de modificar las condiciones de suministro de forma significativa y en particular el precio que se paga por la electricidad. El control de este poder de mercado lo llevarán a cabo los agentes reguladores.

### **6.3.3.3. Poder de negociación de los clientes**

Este aspecto comprende el análisis de la demanda de energía interna, la cual está compuesta por dos rubros: el consumo individual y el consumo industrial. El consumo individual representa el consumo familiar el cual se encuentra atomizado sin posibilidad de ejercer mayor influencia en la demanda de la misma, en cambio el consumo en el sector industrial dispone de una posición privilegiada de negociación.

Los clientes de las empresas generadoras son todos los consumidores que negociarán el precio de la energía a través de los diferentes mercados. El mercado eléctrico español funciona a través de una red de sucesivos mercados en los que generación y demanda intercambian la energía directamente, como ocurre con los contratos bilaterales o el mercado organizado.

La demanda no solo la conforman los consumidores finales que pueden comprar su energía directamente, sino también los que lo hacen a través de comercializadoras de mercado libre, de último recurso, el bombeo y los servicios auxiliares.

Dentro del mercado mayorista una parte de la energía eléctrica se negocia en los mercados ligados a los procesos de operación del sistema (reserva secundaria, terciaria y gestión de desvíos, y resolución de restricciones técnicas) y la otra parte es destinada para la cobertura de la demanda; esta última se negocia en el mercado libre, con comercializadoras, clientes directos y las comercializadoras de último recurso (CUR).

La mayor parte de la demanda se distribuye entre las comercializadoras, que a través del mercado diario (MD) y de contratos bilaterales en el mercado a plazo (BIL), cubren el 99% del total de la demanda. Existe, por tanto, un elevado grado de concentración



que les permite obtener cierto poder de negociación. Los consumidores directos, en cambio, sólo suponen un 0,3%. Esto es debido a que las comercializadoras obtienen mejores precios, por su especialización y volumen.

Por otro lado, es preciso destacar que los tres mayores grupos comercializadores de electricidad en España (Iberdrola, Endesa y Gas Natural Fenosa) concentran el 67% del mercado libre por volumen de energía al cierre de 2013 (72% un año antes), según el último *Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad* publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, 2013), presentando un ratio de concentración de mercado significativo.

#### **6.3.3.4. Amenaza de energías sustitutas**

Como principal sustituto a la generación por fuentes de energías renovables se encuentra la generación distribuida. Se conoce como generación distribuida al conjunto de equipos de pequeña potencia centralizados en los centros de consumo. Aunque la expansión de este tipo de generación todavía está en sus fases iniciales, factores como el cambio climático, la fiabilidad de suministro y la liberalización del sector, representada por promotores independientes que buscan inversiones más reducidas y con corto plazo de ejecución, promueven su desarrollo.

Dentro de este tipo de generación se engloban tecnologías como microturbinas, pilas de combustible, minieólica, tecnología de hidrógeno, etc.

Si centramos nuestras expectativas en un futuro más cercano, producto de las características de la actividad de generación como la volatilidad de las renovables, la necesidad de igualar generación a demanda y la dificultad de almacenamiento, es necesario que coexistan todo tipo de tecnologías. Pese a esto, la tendencia es que algunas de ellas, como las derivadas de combustibles fósiles desaparezcan en beneficio de tecnologías de carácter menos contaminante.

Actualmente existen diversos tipos de tecnologías en desarrollo, de entre ellas podemos destacar: captadores de CO<sub>2</sub>, tecnologías del hidrógeno y concentradores solares.

### **6.3.3.5. Rivalidad entre competidores**

De forma similar que sucede con los fabricantes de aerogeneradores, hay una alta concentración en España en el reparto de la potencia instalada por Promotores de parques eólicos.

Si tenemos en cuenta los datos publicados por AEE relativos a cifras acumuladas por Promotores a finales de 2014 (véase la tabla 8, del apartado 5.3), es preciso destacar que hay dos empresas que se reparten el 42,6% de la potencia total instalada de parques eólicos en España. Las empresas son las españolas Iberdrola, con un 24%, y Acciona Energía, con un 18,6%. Las siguientes empresas promotoras significativas son EDP Renovables con un 9,1%, ENEL Green Power España con un 6,5% y Gas Natural Fenosa con un 4,3%.

En total 5 empresas de Promotores se reparte en 62,5% de potencia eólica instalada en España acumulada a finales de 2014.

Por tanto, se puede concluir que existe una alta concentración entre cinco competidores y el resto del mercado está repartido entre empresas de tamaño más reducido y que tienen mayores problemas a la hora de desarrollar y financiar sus inversiones.

#### **6.3.4. Matriz DAFO del sector eólico**

El principal objetivo de aplicar la Matriz DAFO, es ofrecer un claro diagnóstico para poder tomar las decisiones estratégicas oportunas y mejorar en el futuro.

Antes de iniciar el análisis es preciso destacar que en el sector de las energías renovables, su principal actividad es la de generación y se caracteriza fundamentalmente por ser una actividad liberalizada y en competencia. Se deben resaltar los siguientes aspectos:

- La falta de capacidad de almacenar la energía eléctrica obliga a que la demanda y la generación deban estar equilibradas constantemente.
- La existencia de diversas fuentes primarias de energía para producir electricidad.
- Es una actividad intensiva en capital, ya que la construcción y mantenimiento de plantas de generación requiere de grandes inversiones y largos periodos para recuperar la inversión.
- Son los propios generadores los que soportan y gestionan los riesgos derivados de fallos de suministro, cambios en la demanda, cambios de precio de los combustibles, tipos de interés, etc.

La metodología DAFO, de carácter cualitativo, nos permite realizar un estudio de la competitividad del sector eólico español, diferenciando la situación interna del sector estudiando dos factores controlables, debilidades y fortalezas, a diferencia de la situación externa a partir de dos factores no controlables, amenazas y oportunidades.

##### ***Debilidades***

- La incertidumbre en la producción.
- No hay capacidad de almacenamiento de la energía producida.
- La rentabilidad económica condicionada a la intervención estatal.

La incertidumbre en la producción eólica viene por la intermitencia y falta de predictibilidad del viento. Si a esta debilidad le unimos no poder almacenar la electricidad generada, encontramos un freno al autoabastecimiento eléctrico a través de la energía eólica. Resulta obvio decir que el viento no obedece a las necesidades de demanda eléctrica, de modo que la generación eólica no tiene lugar cuando resulta necesaria, si no cuando hay viento a una determinada velocidad que permita el correcto funcionamiento de los aerogeneradores. La dificultad para la predicción temporal del recurso eólico, para entender los niveles de viento de forma precisa y con la suficiente antelación, dificulta la casación de la oferta y la demanda en el mercado eléctrico. La imposibilidad de gestionar la generación eólica en un entorno de creciente capacidad eólica y peso en el mix de generación tiene un doble impacto:

- Riesgo de que en las horas de poca demanda la potencia generada por los parques eólicos no pueda ser vertida a la red, lo que obliga a desconectar los parques.
- Necesidad de instalar capacidad de generación de apoyo para momentos de menor recurso eólico.

La segunda de las debilidades, la falta de capacidad de almacenamiento, se encuentra vinculada con la comentada anteriormente. Si no existiese intermitencia, no sería necesario el almacenamiento, mientras que si hubiese capacidad de almacenamiento, la intermitencia no disminuiría la capacidad de abastecimiento energético. La solución a las anteriores debilidades pasa por el desarrollo de la tecnología del almacenamiento.

Además de ello, la optimización de la generación eléctrica es otra línea de investigación en relación al desarrollo tecnológico. En concreto, encontramos una gran mejora con la aparición de diversos modelos de aerogeneradores para diferentes tipos de viento, lo que permite aumentar el tiempo de empleo de las máquinas adaptadas según zonas clasificadas por tipo de viento.

En referencia a la rentabilidad económica derivada de la producción de energía eólica, cabe destacar que está todavía a niveles inferiores a la generación eléctrica tradicional. Para analizar la rentabilidad hemos de diferenciar costes (tanto de inversión como de explotación) y retribución. Respecto a los costes de inversión, si bien su evolución había sido decreciente desde el origen de esta tecnología, los mayores

requerimientos en tamaño e innovación, han provocado que en los último cinco años se esté produciendo un incremento en los costes de inversión.

Asimismo existe una evolución creciente desde la perspectiva de los costes de explotación, puesto que en su mayor parte responden a reparaciones y recambio de piezas (aproximadamente el 55% de este coste) y está sometido a la creciente evolución de los precios de estos componentes y de la fuerza de trabajo.

Por otra parte, la retribución eólica ha ido disminuyendo significativamente en los últimos años como consecuencia de las sucesivas modificaciones normativas, lo que ha tenido un impacto en las rentabilidades del sector eólico.

Tras el análisis de las debilidades se puede indicar que es necesario en la actualidad la combinación de esta energía con otras, pues debilidades tales como la rentabilidad y el no almacenamiento han de ser resueltas antes de poder hablar de la electricidad del viento como una energía que pueda responder a la demanda eléctrica por sí misma.

### ***Fortalezas***

- La coexistencia de diferentes tipos de tecnologías de generación favorecen un seguimiento más flexible de la demanda y la energía eólica contribuye a la seguridad del suministro eléctrico.
- El incremento en el peso de la energía eólica en España puede derivar en una barrera contra la volatilidad de precios de la electricidad procedentes de combustibles fósiles.
- La existencia de competitividad debido al carácter liberalizado de la actividad, asegura en un mercado de libre competencia, precios más bajos.
- El importante desarrollo que este sector ha tenido en España, al tiempo que esto deriva en la última de las fortalezas, el continuo e importante desarrollo tecnológico.

La coexistencia de diferentes tipos de tecnologías de generación favorecen un seguimiento más flexible de la demanda. En el contexto en el cual la tendencia de la energía eólica sea aumentar su presencia en la cobertura de demanda eléctrica, esta

energía podrá contribuir al suministro eléctrico, lo cual tiene aún mayor relevancia en un marco de cambio climático en el que se requiere de la sustitución de electricidad tradicional en favor de energía limpia.

La introducción de la eólica, como un componente en la estructura de la cobertura de demanda, supone también una barrera ante el incremento continuo del precio de los combustibles fósiles. Esto es así puesto que si la electricidad procede en una proporción de combustibles fósiles y el resto de energías alternativas, los costes de la generación en conjunto de la electricidad sólo se verán condicionados por la variabilidad de los precios de los combustibles en la proporción en la que éstos colaboren en la generación de electricidad. Por tanto, un mayor porcentaje de electricidad renovable supone menor variabilidad en los precios de ésta procedentes de los cambios en los precios de los combustibles.

La existencia de competitividad debido al carácter liberalizado de la actividad, produce, en un mercado de libre competencia, precios más bajos. La separación de las actividades de generación y comercialización favorece la minimización del riesgo de subsidios cruzados entre actividades y rompe con la integración vertical de las empresas.

El Operador del Mercado y Operador del Sistema no tienen en su accionariado influencia de ningún agente, por lo que aumenta el nivel de competencia. En el mercado a corto plazo, las tecnologías marginales más flexibles (ciclos, fuel y carbón) avanzan hacia un nivel mayor de competencia lo que les proporciona ventaja competitiva frente a las tecnologías menos gestionables.

Respecto al desarrollo del sector eólico en España, hemos de tener presente la importancia que España tiene en el sector de la energía del viento a nivel mundial, lo cual ha permitido la creación de una base productiva en este sector, favoreciendo como consecuencia la existencia de fabricantes y de promotores de relevancia mundial.

Dicho desarrollo del sector eólico en su conjunto está relacionado con los avances de la tecnología, en el sentido en que la producción de electricidad a partir del viento tiene un elevado componente tecnológico. La evolución de la tecnología presente, a través de la búsqueda de mayor productividad de los aerogeneradores, puede derivar en otras actividades que también tengan un elevado componente tecnológico.

### ***Amenazas***

- Posible agotamiento de las zonas aptas para la instalación en tierra de aerogeneradores eólicos.
- Disminución de horas equivalentes en las zonas en las que se están instalando los nuevos parque eólicos.
- Elevada demanda de aerogeneradores en el exterior, lo que puede derivar en un estrangulamiento de la creación de nuevos parques eólicos y, en consecuencia, del crecimiento de la energía eólica instalada en España en los próximos años.
- Inestabilidad del marco normativo y las modificaciones retroactivas de las retribuciones.
- La mejora de la eficiencia energética.
- Avances tecnológicos en la captura y almacenamiento del carbono.
- Alargamiento de la vida de las centrales nucleares.

La primera de las amenazas indicadas, la relativa al agotamiento de las zonas aptas para la instalación en tierra de nuevos parques eólicos, es una situación que, si bien todavía no se ha producido en España, el notable aumento de instalaciones eólicas puede tener lugar en el futuro.

Sin embargo, hemos de tener en cuenta que los aerogeneradores que actualmente están en funcionamiento serán sustituidos cuando estén obsoletos por otros de mayor diámetro de turbinas y de mayor altura y, en consecuencia, de mayor potencia unitaria (repotenciación). Esto permitirá aprovechar mejor las zonas eólicas con menos aerogeneradores, lo cual compensará la escasez de terrenos aptos para instalar parques eólicos.

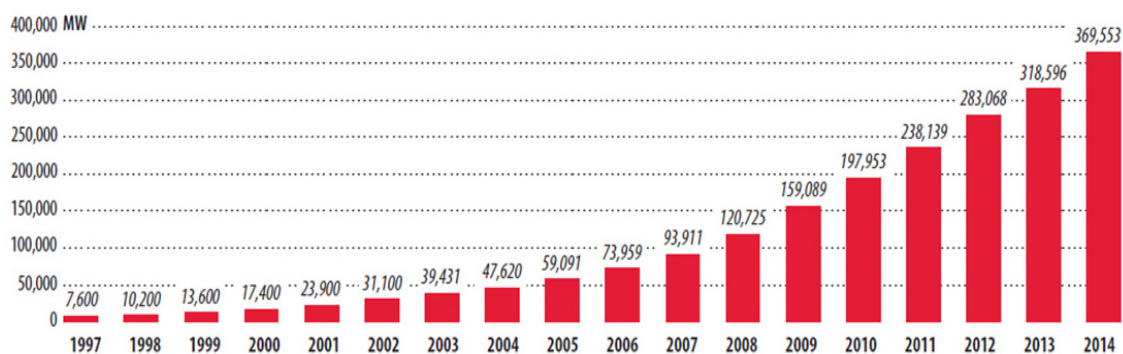
A esto también hemos de añadir la posibilidad de construir parques eólicos marinos (offshore), una nueva alternativa todavía no abordada por España, pero con un gran potencial que se comentará en las oportunidades del sector.

Respecto a la disminución de horas equivalentes, se ha producido una tendencia decreciente en el aprovechamiento de horas equivalentes, lo que supone menos tiempo de aprovechamiento de la energía eólica, lo que se deriva de la anterior amenaza, es decir, de la instalación de nuevos parques eólicos en zonas donde el viento no tiene las características tan adecuadas durante tanto tiempo como en las anteriores instalaciones.

El rápido aumento de la demanda de aerogeneradores en el exterior, en un período de tiempo bastante reducido, ha provocado la dificultad de abastecimiento de componentes de aerogeneradores por parte de las empresas fabricantes.

Según observamos en la Figura 36, hemos de tener en cuenta que en el año 1997 la potencia instalada acumulada de energía eólica en el mundo era de 7.600 MW, mientras que a finales de 2014, la potencia eólica instalada acumulada fue de 369.553 MW, es decir, en 17 años la potencia eólica instalada acumulada se ha multiplicado por más de 48. Sin embargo, las empresas fabricantes de componentes, así como las promotoras, tratan de adaptarse a la apresurada evolución del sector, respondiendo con el aumento de su capacidad de fabricación y optando, en muchos casos, por la internacionalización de sus plantas productivas con el fin de acercarse a los mercados con una perspectiva favorable de crecimiento de la demanda.

**Figura 36. Potencia eólica instalada acumulada. 1997-2014**



Fuente: GWEC (2015)

La cuarta amenaza es la inestabilidad del marco normativo y las modificaciones retroactivas de las retribuciones. Además, los crecientes requerimientos tecnológicos de las instalaciones eólicas con respecto a la potencia activa y reactiva, contenido de armónicos, estabilidad frente a huecos de tensión, etc., implican mayores costes de



inversión. También es preciso destacar la falta de armonización administrativa entre comunidades autónomas.

Se ha considerado que eficiencia energética consiste en producir más generando lo mismo. Esto puede suponer una reducción en la necesidad de instalaciones de generación.

Avances tecnológicos en la captura y almacenamiento de carbono, permitirán que las tecnologías basadas en el carbón se puedan seguir integrando en el mix de generación de manera más limpia. Hay que señalar sin embargo que debido a la elevada incertidumbre tecnológica y su alto coste no se espera que vaya a tener una contribución importante hasta más allá del 2020-2030.

Finalmente, el alargamiento de la vida de las centrales nucleares como medida para reducir la dependencia del exterior y de las emisiones de gases de efecto invernadero, puede ser una amenaza para el crecimiento del sector eólico.

### ***Oportunidades***

- El sector eólico se encuentra en expansión a nivel mundial.
- Posibilidades de instalar parques eólicos marinos (offshore).
- Las ampliaciones de las interconexiones con Francia.

La actividad eólica ha pasado a formar parte del proceso productivo español, con la creación de importantes empresas fabricantes y promotoras. La fuerte expansión en todo el mundo que está teniendo esta energía es una oportunidad y las empresas españolas pueden seguir desarrollando su actividad permitiendo con ello continuar con el avance tecnológico para esta energía.

Por otra parte, la energía eólica offshore o marina, se diferencia notablemente del caso de energía eólica onshore o terrestre, puesto que si bien se trata del aprovechamiento del mismo tipo de energía, las diferencias entre las características del viento en tierra y en el mar, los condicionantes de obsolescencia de las máquinas, la construcción (cimentación profunda o bases flotantes en el caso de los aerogeneradores marinos), los distintos accesos para el mantenimiento o el modo de evacuación, hacen

que ambos tengan características muy diferenciadas. Es por ello que el sector eólico tiene un nuevo reto y los parques eólicos marinos son una nueva oportunidad de expansión y crecimiento del sector.

Las recientes ampliaciones de las interconexiones con Francia permitirán aprovechar la máxima capacidad de producción del sector eólico español y vender en el exterior el exceso de producción eólica no utilizada en España, mediante la utilización de las interconexiones ampliadas.

Para finalizar el análisis, se presenta en la Tabla 19 un resumen con los principales puntos comentados anteriormente, de modo que nos permita sintetizar cada una de las cuestiones básicas, teniendo con ello una visión general del análisis DAFO.

**Tabla 19. Matriz DAFO Energía Eólica**

<b>FACTORES INTERNOS</b>	<b>FACTORES EXTERNOS</b>
<p style="text-align: center;"><b><u>DEBILIDADES</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Incertidumbre en la producción: intermitencia y falta de predictibilidad del viento.</li> <li>2. No capacidad de almacenamiento.</li> <li>3. Costes crecientes que condicionan la rentabilidad eólica.</li> </ol>	<p style="text-align: center;"><b><u>AMENAZAS</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Agotamiento de las zonas aptas para instalar aerogeneradores en tierra.</li> <li>2. Disminución de horas equivalentes.</li> <li>3. Elevada demanda de aerogeneradores.</li> <li>4. Riesgo regulatorio: inestabilidad del marco jurídico y modificaciones retroactivas de las retribuciones.</li> <li>5. La mejora de la eficiencia energética.</li> <li>6. Avances tecnológicos en la captura y almacenamiento del carbono.</li> <li>7. Alargamiento de la vida de las centrales nucleares.</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b><u>FORTALEZAS</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contribución a la seguridad en el suministro del sistema eléctrico.</li> <li>2. Proporciona una barrera contra la volatilidad del precio de los combustibles.</li> <li>3. Existencia de competitividad al ser un sector liberalizado.</li> <li>4. Fuerte desarrollo del sector eólico en España.</li> </ol>	<p style="text-align: center;"><b><u>OPORTUNIDADES</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sector eléctrico en expansión mundial.</li> <li>2. Desarrollo de la instalación de parques eólicos marinos (offshore).</li> <li>3. Ampliación de las interconexiones con Francia.</li> </ol>

Fuente: Elaboración propia

### 6.3.5. La cadena de valor del sector eólico

El sector eólico español ha creado una amplia base industrial y empresarial cuya andadura comenzó a principios de los años ochenta y se consolidó a partir de 1994, con el arranque del desarrollo de los parques modernos.

Utilizando la metodología del análisis de la cadena de valor propuesta por Porter (1985), que contempla la empresa como una sucesión de actividades que van añadiendo valor al producto o servicio, tal y como se describe en el apartado 6.3.3.2. el sector eólico español tiene actividad en todas las etapas de la cadena de valor. Desde las empresas promotoras de los proyectos eólicos y las empresas de ingeniería (proyectos técnicos, obra civil, mantenimiento), hasta las empresas fabricantes de aerogeneradores (todos los componentes de un aerogenerador), existiendo además claros ejemplos de integración vertical (Gamesa, Acciona, Iberdrola, etc.).

Por otro lado, los centros tecnológicos que se presentan en la Figura 37, permiten la mejora de los productos y la transferencia del conocimiento. Las áreas de mayor atención son los ensayos de materiales y equipos, la integración en red de los aerogeneradores y la mejora de los procedimientos que agilicen y reduzcan los costes del mantenimiento de los parques.

**Figura 37. Mapa de Centros / Institutos de Investigación en Energía (públicos)**



Fuente: Economics for Energy (2012)

El elevado desarrollo tecnológico y económico alcanzado por las empresas españolas del sector les ha permitido alcanzar niveles importantes de exportación de bienes y servicios, e incluso el establecimiento de empresas filiales en los principales mercados.

Igualmente, atraídos por la actividad de la industria, importantes empresas de otros países (como EEUU o China) se han instalado en España para desarrollar negocios y actividad productiva, lo cual contribuye a nuestro crecimiento económico y supone un impulso para el avance tecnológico.

Adicionalmente, la industria eólica está contribuyendo de forma muy relevante al desarrollo sostenible del país, al estar sus características alineadas con las principales directrices de política energética y medioambiental: reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de otros gases contaminantes, aumento de la penetración de las energías renovables y reducción de la dependencia energética, al evitar la importación de combustibles fósiles.

Es importante resaltar que el desarrollo inicial que esta industria ha tenido en nuestro país se ha debido principalmente a los siguientes motivos:

- El establecimiento de modelos de retribución de la actividad adecuados, que han incentivado a los agentes a instalar este tipo de unidades de generación. Aunque los diferentes cambios regulatorios actuales y la inestabilidad futura han afectado negativamente al sector.
- Las mejoras en la tecnología: aumento en la potencia de las turbinas, mejora de la integración en la red y mayor predictibilidad de la producción.
- Las reducciones de los costes de generación por kWh generado.
- El elevado nivel de disponibilidad de aerogeneradores y parques eólicos.

Es oportuno reiterar la relevancia alcanzada por el sector en términos económicos, así como su impacto como actividad de arrastre de otros sectores económicos, industria y servicios, el desarrollo tecnológico, incorporando un desarrollo científico significativo, la creación de empleo y el desarrollo sostenible y la reducción de la dependencia energética.

La contribución directa de la industria al PIB, produce un efecto arrastre que tiene el sector en el resto de actividades de la economía, balanza fiscal sectorial (recaudación fiscal vs. incentivos, primas, complementos y subvenciones recibidas), empleo generado, importaciones y exportaciones.

La fuerte apuesta por la energía eólica realizada en España desde los noventa, auspiciada tanto por el inicial apoyo de los reguladores como por la inversión de las empresas, ha propiciado que se desarrollen de forma relevante todas las actividades empresariales incluidas en la cadena de valor de esta industria:

- Promotores de parques eólicos/productores de energía.
- Fabricantes de aerogeneradores.
- Fabricantes de componentes específicos: torres, palas, rodamientos, multiplicadoras y equipos de control.
- Otros servicios asociados al Sector Eólico: ingeniería y consultoría, transporte, servicios de mantenimiento, proveedores de soluciones tecnológicas, formación y servicios financieros.

La industria eólica española ha sido un referente a nivel mundial en los últimos años, con empresas líderes en los mercados internacionales.

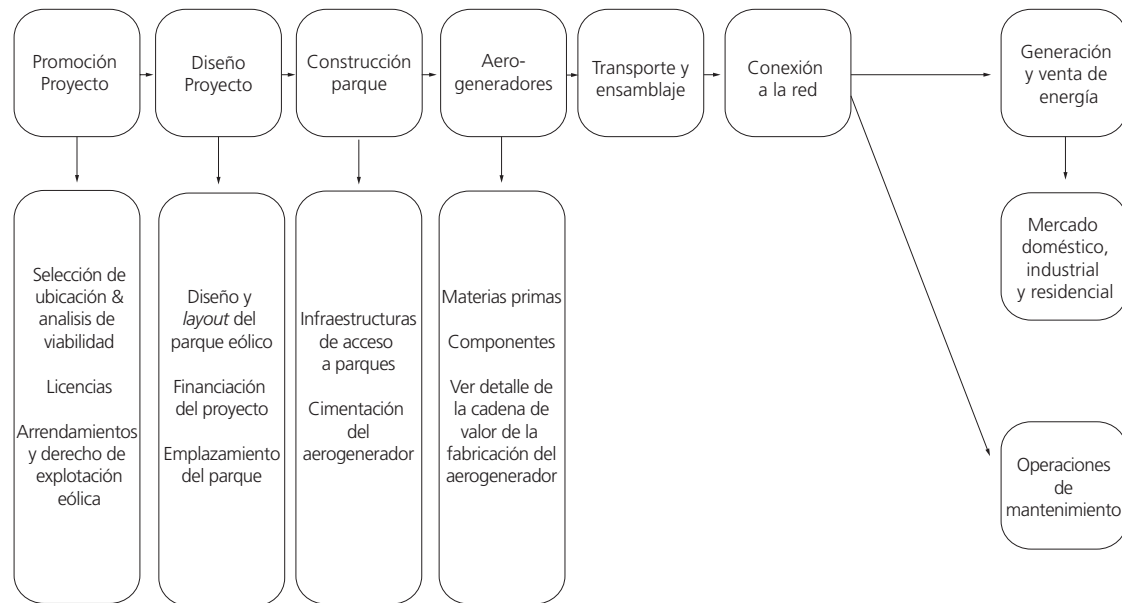
La energía eólica tiene un peso importante en la economía española, ya que son centenares las compañías que participan en la industria a lo largo de las diferentes etapas de la cadena de valor de la misma, que comprende las actividades de fabricación de componentes, fabricación de aerogeneradores, promoción y explotación de los mismos, construcción de parques y prestación de servicios, financiación de parques, y transporte y distribución de la electricidad generada, que permiten a España estar entre los líderes del sector a nivel mundial.

Los efectos del sector eólico se organizan en dos grandes apartados:

- Efecto económico producido por las empresas del sector en los cuatro subsectores de la cadena de valor: fabricantes de componentes, fabricantes de aerogeneradores, promotores-productores y servicios.
- Efecto socioeconómico producido en el resto de los sectores de la economía por causa de la actividad del sector eólico.

En este sentido, la industria eólica española tiene presencia y aporta valor en toda la cadena de suministro. Tal y como se puede ver en el Figura 38, existen muchas actividades industriales implicadas.

**Figura 38. La cadena de valor de la energía eólica**



- 1) La fase inicial es la promoción del proyecto, que incluye, entre otros, la selección del emplazamiento y el análisis de viabilidad técnica-económica del proyecto de parque eólico. En esta fase también es necesario obtener las autorizaciones de la administración pública y adquirir los arrendamientos y los derechos de explotación eólica. Aquí se tratan, asimismo, los temas de financiación de los proyectos y las decisiones de inversión.
- 2) La segunda fase consiste en el diseño del proyecto, donde se especifican el diseño del parque eólico y su distribución.
- 3) La tercera fase consiste en la construcción del emplazamiento, que incluye la preparación de las vías de acceso y la instalación de las bases para los aerogeneradores.
- 4) La cuarta fase es la fabricación de los aerogeneradores, compuestos de múltiples partes y componentes.
- 5) Una vez fabricado el aerogenerador, se transportan los componentes del aerogenerador hasta el emplazamiento del parque eólico. Se trata de una fase importante, ya que implica el manejo de componentes con gran peso y longitud, y formas especiales. Después se lleva a cabo el montaje del aerogenerador.
- 6) La sexta fase es la conexión a la red.
- 7) Las operaciones incluyen la planificación del personal del emplazamiento, puesta en marcha del aerogenerador, y gestión de los fallos y parones. El mantenimiento incluye el mantenimiento preventivo y el predictivo, es decir, la planificación de los servicios de prevención (los inspecciones periódicas de los equipamientos, el cambio de aceite y filtros, la calibración de sensores electrónicos, la limpieza de las palas) y la organización de los servicios para reparar el mal funcionamiento de los componentes.
- 8) La fase final en la cadena de valor consiste en la generación y venta de energía.

Fuente: Orkestra-Deusto (2012)

Un aerogenerador está compuesto por más de 8.000 componentes diferentes y para su suministro existen multitud de empresas con fábricas en España, que tienen toda o parte de su capacidad productiva destinada a la actividad eólica:

- bien sea mediante el suministro de componentes ligados al aerogenerador (palas, multiplicadoras, rodamientos, motorreductoras, convertidores, grupos hidráulicos y eléctricos, generadores, transformadores y aparellaje, piezas de fundición y forja, torres,...) o
- mediante componentes no ligados directamente a los mismos (data loggers, robots, torres de estaciones meteorológicas, centros de control, equipos de seguridad y elevación, máquina-herramienta, diseño de palas, predicción, estimación de recurso, transporte, grúas y logística, montaje,...).

Entre todas las empresas que fabrican componentes existe un flujo de materiales y componentes para la fabricación del aerogenerador.

En este sentido, los proveedores que intervienen en la fabricación de un proveedor generan sus propias cadenas de valor y cada uno de ellos tiene una estrategia de especialización, diferenciación y enfoque.

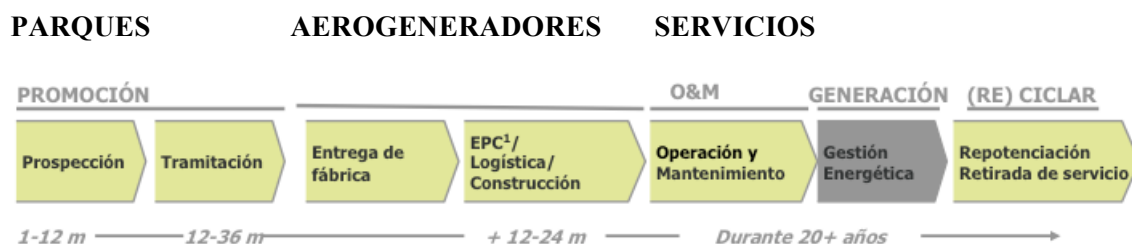
Teniendo en cuenta la fabricación del aerogenerador (la parte manufacturera de la cadena), se pueden distinguir tres actividades principales:

1. El suministro de materiales para la fabricación de componentes.
2. La fabricación de componentes y sistemas principales.
3. La fabricación y el ensamblaje del aerogenerador.

El efecto tractor de la eólica es superior al de otros sectores porque en España se desarrollan todas las actividades de la cadena de valor (promoción, construcción, fabricación, servicios).

Además, en España se han instalado un gran número de empresas eólicas, por lo que una parte relevante de la adquisición de inputs para sus procesos de negocio se realiza en el mercado interno (véase Figura 39).

**Figura 39. Cadena de valor completa del sector eólico español**



(1) EPC: Ingeniería, aprovisionamiento, construcción

Fuente: Gamesa (2012)

El sector eólico español vive en la actualidad un momento difícil, marcado por la fuerte caída de la demanda nacional y la previsión de casi nula actividad a corto plazo. En los últimos años, ha tenido que enfrentarse a importantes cambios del mercado. La demanda nacional de bienes y productos relacionados con el sector eólico ha caído en picado. La demanda interna de aerogeneradores ha pasado de unos 2.000 MW anuales hasta el año 2009 a ser casi nula a partir de 2012. En esta situación, la industria no ha tenido más remedio que orientarse a la exportación. La incógnita es durante cuánto tiempo es posible mantener las fábricas en el país sin un mercado interno que las sustente y si éstas seguirán en España cuando sea necesario instalar nueva potencia eólica.

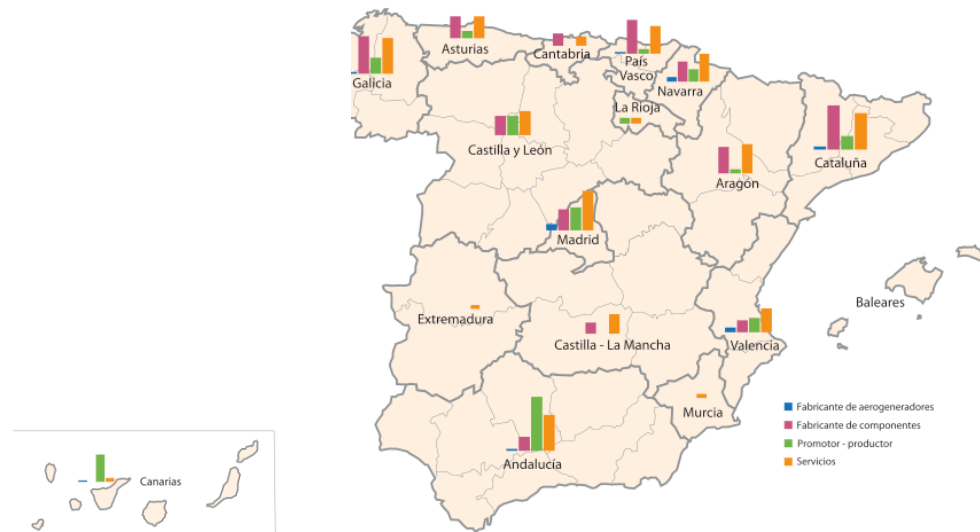
Si llegado el momento el sector industrial nacional ha desaparecido o se ha deslocalizado, cada MWh eléctrico adicional que se necesite para el sistema eléctrico de aquí a 2020 y/o 2030 se tendrá que hacer con combustibles fósiles importados. Y esto significaría entre 50 y 70 euros adicionales de déficit de balanza comercial.

Por lo que respecta al empleo, a finales de 2008 llegó a haber 40.000 puestos de trabajo eólicos en el país, mientras que en la actualidad se ha reducido a la mitad, trabajan en el sector aproximadamente 20.000 personas (AEE, 2015), directa e indirectamente.

La localización territorial de las empresas del sector eólico abarca todas las comunidades autónomas (véase Figura 40). Desde entonces, esta cifra se ha reducido a la mitad por las dificultades vividas por las empresas industriales y la escasez de pedidos.



**Figura 40. Localización territorial de la actividad eólica por subsectores**



Fuente: Deloitte (2008)

Por otra parte, si se analiza el potencial de generación eólica instalada en las diferentes comunidades autónomas, se observa que las principales regiones por potencia instalada en energía eólica (más de 2.000 MW) son: Castilla La Mancha, Galicia y Castilla y León.

Este crecimiento diferenciado por comunidades autónomas se ha debido a la existencia de recurso, pero también al apoyo decidido por parte de los gobiernos autonómicos, estando en muchos casos el desarrollo de los parques eólicos ligado a planes industriales concretos.

Como se ha comentado con anterioridad, desde los años noventa y gracias a políticas eficaces de colaboración público-privada, España ha desarrollado y consolidado una cadena de valor modélica y única en el mundo en torno a la energía eólica.

En los últimos años, en momentos de bajada generalizada de actividad en los sectores tradicionales de nuestra economía, ha demostrado sobrada capacidad para jugar un papel clave como un vector de conocimiento e I+D+i, situando a España como líder en la escena internacional, potenciando la Marca España y proporcionando puestos de trabajo de calidad, inversión, exportaciones y crecimiento económico distribuido.

La industria eólica ha sufrido la crisis con más virulencia que otros sectores, al enfrentarse a la caída en picado de los pedidos del mercado nacional como consecuencia de la mencionada política regulatoria orientada a reducir el déficit tarifario.

La consecuencia ha sido un forzoso proceso de adaptación y de internacionalización, acompañado de desinversiones significativas en España y de la apertura de nuevas fábricas fuera de nuestras fronteras.

El futuro inmediato del sector pasa necesariamente por adaptarse a un nuevo escenario de alta competitividad a nivel mundial, sujeto a las modificaciones de la regulación de cada país y sometido a una fuerte volatilidad.

Esto implica la necesidad de adaptar sus capacidades productivas, diversificar productos y clientes, y flexibilizar la logística. A pesar de todo, el grueso de la cadena de valor de la industria eólica nacional se mantiene y su know-how sigue siendo admirado en el mundo entero.

El 11 de julio de 2014, el Consejo de Ministros aprobó la *Agenda para el fortalecimiento del sector industrial en España* (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014), un plan para estimular la demanda de bienes, asegurar un suministro energético estable y competitivo y reforzar la unidad de mercado.

En el plan se quiere apostar por el sector industrial, siguiendo las experiencias de Alemania, Francia o Reino Unido.

La aprobación de la citada Agenda es una buena noticia para el país: las economías con un potente tejido industrial resisten mejor los embates de las crisis. Y debería serlo también para la eólica: el sector cumple todas y cada una de las características de los sectores que el Gobierno consideraba prioritarios.

En este sentido, el Ejecutivo menciona sectores “con efecto tractor” para la economía, y el de la eólica es importante, ya que en España se desarrollan todas las actividades de la cadena de valor (promoción, construcción, fabricación y servicios).

El sector cuenta con cerca de 200 centros de fabricación en doce de las diecisiete comunidades autónomas, y con más de mil parques en cerca de 800 municipios, con lo que tiene efecto multiplicador en toda España.

Se quiere potenciar la I+D orientada al mercado y con más peso del sector privado: el esfuerzo de la industria eólica española en I+D+i es del 7,25% de su contribución sectorial al PIB, frente al 1,35% que representa la I+D total sobre el PIB español.

El 64% de la I+D de la eólica procede de financiación privada. Y España ocupa la séptima posición del mundo en patentes eólicas según la Oficina Española de Patentes y Marcas (OEPM).

El Gobierno quiere también que España pase de ser un centro productivo para el mercado europeo a un exportador de referencia a nivel global. Pues bien, España es el tercer exportador del mundo de aerogeneradores, después de Dinamarca y Alemania.

Y exporta por valor de unos 2.000 millones de euros anuales, más que industrias tan emblemáticas para España como el calzado.

En el centro del plan del Gobierno figura la necesidad de crear empleo de calidad. En este sentido, la eólica crea cinco veces más empleo que las tecnologías convencionales. Y el 70% de los empleados del sector tiene algún tipo de titulación.

Pero, para que el sector eólico pueda asumir un papel relevante en el renacimiento industrial español es necesario, por un lado, consolidar una base industrial suficiente que permita mantener la carga de trabajo mínima para atender los pedidos nacionales y el suministro de componentes y repuestos; por otro lado, impulsar la diversificación de productos, para mantener la palanca del empleo y la innovación.

Con la mirada puesta en que, cuando el país necesite nueva potencia eólica, debe estar en disposición de poder contar con producción propia y no tener que importar del extranjero.

Para ello es importante facilitar el acceso a las materias primas, la incorporación y formación del talento, y potenciar la colaboración entre los diferentes agentes de toda la cadena de valor. Es decir, amortiguar el cambio actual anticipando la evolución futura desde una perspectiva global y tomando en cuenta el conjunto de factores que afectan a la competitividad del sector.

La competitividad de la industria eólica nacional en los mercados internacionales es el otro foco al que deben dirigirse los esfuerzos del sector y de los poderes públicos.

Para ello es necesario facilitar el acceso del sector a la financiación preferencial y consolidar el desarrollo tecnológico, y optimizar la integración en red y los nuevos desarrollos, como los sistemas híbridos o las instalaciones marinas.

## **6.4. Elección de Estrategias**

### **6.4.1. Estrategias Corporativas**

Para definir las estrategias corporativas utilizaremos como herramientas de trabajo la Matriz de crecimiento-participación o Matriz BCG (Henderson, 1973) y la Matriz de crecimiento de Ansoff (1957).

#### **6.4.1.1. Matriz de Crecimiento-Participación (BCG)**

La Matriz BCG aporta un marco de referencia para identificar la posición relativa de la energía eólica respecto al resto de energías.

La Matriz de crecimiento-participación se basa en dos dimensiones principales:

- El índice de crecimiento de la industria, que indica la tasa de crecimiento anual del mercado de la industria a la que pertenece la empresa, en este caso la industria de las empresas generadoras de energía y en particular el sector de la energía eólica.
- La participación relativa en el mercado con relación a su competidor más importante, que en este caso se trata de compararlo con el resto de generadoras de energía.

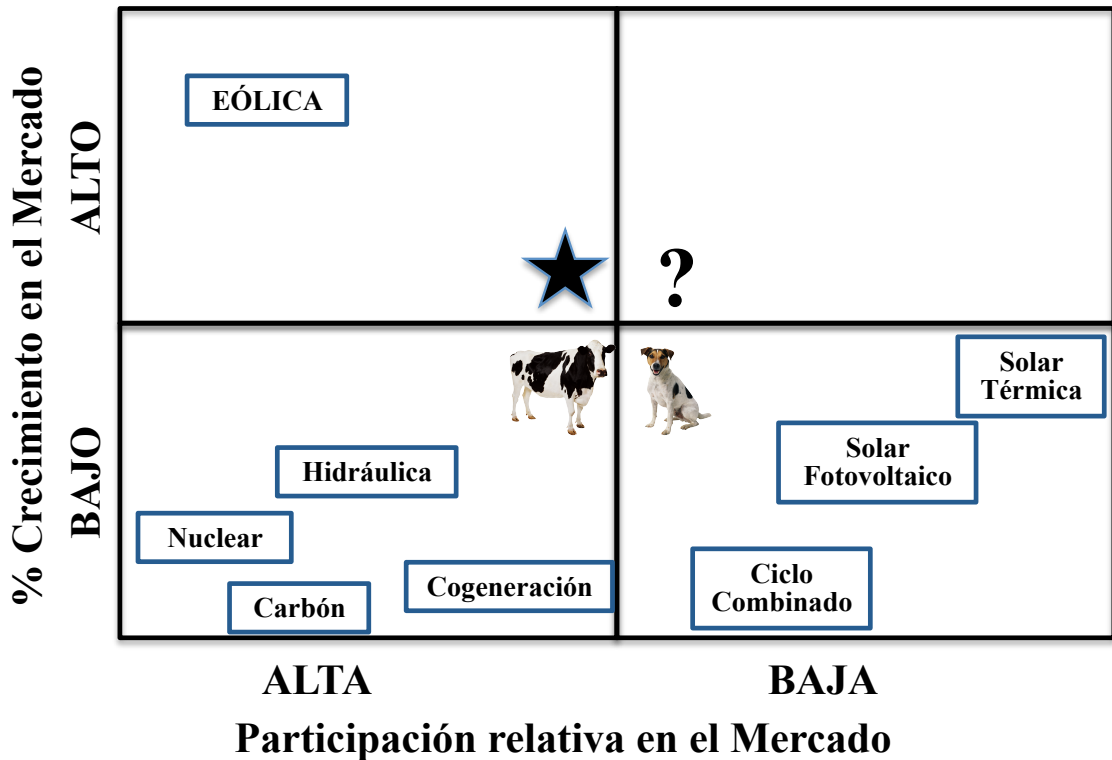
Siguiendo la metodología de la Matriz BCG, la matriz se divide en cuatro cuadrantes, la idea es que cada sector energético esté ubicado en alguno de los cuadrantes y tenga una posición diferente en función de su posición competitiva y el flujo neto de efectivo.

Las estrategias se definen por la ubicación de cada sector energético en la industria energética.

Para determinar la ubicación de cada sector en la Matriz BCG se tiene en cuenta la participación relativa en el mercado (cobertura de la demanda de energía eléctrica en 2014, véase los datos de la Tabla 18 y la Figura 34, del apartado 6.3.3.1) y el crecimiento del mercado (evolución de potencia instalada acumulada en el periodo 2010-2014, véase los datos de las Tablas 16 y 17, del apartado 6.3.3.1).

La Figura 41 representa la matriz de crecimiento-participación de la industria de las empresas generadoras de energía eléctrica en España.

Figura 41. Matriz Crecimiento-Participación de la industria energética (BCG)



Fuente: Elaboración propia, adaptado de Matriz BCG (Henderson, 1973)

Los resultados son los siguientes:

- **Estrellas.** Generan buena rentabilidad, pero requieren mucha inversión. Tienen un buen posicionamiento en el mercado.
  - En este cuadrante sólo sitúa a la *Eólica*, la cual tiene una alta participación en el mercado (20,3%) y además es un sector en continuo crecimiento (+16,8%), a pesar del estancamiento producido en el año 2014 motivado por las incertidumbres normativas de la reciente Reforma Energética.
- **Vacas lecheras.** Requieren poca inversión y generan ingresos recurrentes. No son necesarias nuevas inversiones, ya que tienen una posición madura en el mercado.
  - En este cuadrante destacan la *Nuclear*, *Carbón*, *Hidráulica* y *Cogeneración*. Todas ellas tienen una alta participación en el mercado (22,0%, 16,5%, 15,5% y 10,2%, respectivamente), pero con escaso

crecimiento o incluso con decrecimiento (+1,0%, -3,8%, +1,5% y -0,7%, respectivamente).

- **Perros.** Se encuentran en la última fase de su ciclo de vida o no son rentables. Se debe analizar si es conveniente continuar en un mercado que está estancado o en decrecimiento.
  - En este cuadrante se encuentran **Ciclo Combinado**, **Solar Fotovoltaico** y **Solar Térmica**. En todos los casos, su participación relativa en el mercado es baja (8,5%, 3,1% y 2%, respectivamente) y en la actualidad su previsión de crecimiento en el futuro es nula o incluso hay una tendencia a su liquidación o desaparición (como es el caso de la cogeneración, que está tramitando las autorizaciones para proceder a su cierre), debido a los cambios normativos introducidos en la reciente Reforma Energética que han producido que sus rentabilidades pasen a ser negativas.

#### **6.4.1.2. Matriz de Crecimiento de Ansoff**

La Matriz de crecimiento de Ansoff (1957) responde al binomio producto–mercado en función de su actualidad y de su novedad, para desembocar en una opción estratégica de expansión o de diversificación, según los casos.

El criterio general es que toda empresa, en este caso el sector de la energía eólica, debe agotar todas las posibilidades de expansión (penetración, desarrollo de nuevos productos y desarrollo de nuevos mercados), antes de abordar una estrategia de diversificación.

Por tanto, el sector eólico puede crecer basándose en la especialización, es decir, intensificando el esfuerzo en su campo de actividad actual, o bien, diversificándose, es decir, ampliando ese campo de actividades.

En este sentido podemos diferenciar entre:

- **Penetración en el mercado.** La energía eólica es un sector que va a continuar con un constante crecimiento, debido a su madurez tecnológica y menores

costes de desarrollo, a pesar de las limitaciones y restricciones generadas por la incertidumbre normativa generada por la reciente Reforma Energética.

- **Desarrollo del mercado.** La mayoría de las empresas del sector eólico han salido al exterior de España para continuar desarrollando nuevos mercados.
- **Lanzamiento de nuevos productos.** Se están desarrollando nuevos aerogeneradores con potencias mayores con el objetivo de mejorar la rentabilidad. Asimismo, se están analizando inversiones en eólico marino (offshore).
- **Diversificación.** El futuro del sector eólico se dirige hacia la diversificación a nuevos mercados en el exterior de España ofreciendo aerogeneradores de nuevo desarrollo con mayor potencia e inversiones en eólico marino.

En la Tabla 20 se incluye un resumen de la Matriz de crecimiento de Ansoff del Sector Eólico español:

**Tabla 20. Matriz de Crecimiento del Sector Eólico (Ansoff)**

Productos Mercados	Actuales	Nuevos
Actuales	<p><b>Penetración del mercado:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Continuar con el crecimiento</li> </ul>	<p><b>Lanzamiento de nuevos productos:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aerogeneradores con potencias mayores</li> <li>- Eólico marino (offshore)</li> </ul>
Nuevos	<p><b>Desarrollo del mercado:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proyectos en el exterior de España</li> </ul>	<p><b>Diversificación:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Proyectos en el exterior de España</li> <li>- Aerogeneradores con potencias mayores</li> <li>- Eólico marino (offshore)</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia, adaptado de Ansoff (1957)



#### **6.4.2. Estrategias Competitivas**

Porter (1985) presenta tres estrategias genéricas (liderazgo en costes, diferenciación y especialización) que una empresa o sector puede utilizar para hacer frente a las cinco fuerzas y conseguir una ventaja competitiva.

Cada una de las estrategias genéricas de Porter (1985) tiene el potencial de permitir a una empresa superar los resultados de sus rivales dentro del mismo sector.

- ***Estrategia de Liderazgo en Costes.*** Si tenemos en cuenta las conclusiones del estudio realizado por BCG, relativo a la evolución de los costes de las energías renovables (véase apartado 2.10), la tecnología eólica onshore (junto con la energía hidráulica) continuará en los próximos años manteniendo los costes más bajos entre el conjunto de las energías renovables en España al menos hasta 2020. Esto le permite a la energía eólica onshore tener una clara ventaja competitiva de liderazgo en costes. En el caso de la energía eólica offshore, existe potencial para una clara reducción de costes. En ambos casos (offshore y onshore) se espera una reducción moderada de costes de inversión en términos reales, en función de la curva de experiencia histórica. En cualquier caso, la palanca de mejora clave reside en la mejora del factor de capacidad, lo que permitirá aumentar la producción eléctrica para una misma localización o hacer rentables localizaciones que antes no lo eran atendiendo al recurso eólico.
- ***Estrategia de Diferenciación.*** En el sector de la energía eólica hay una clara estrategia de diferenciación respecto al resto de las energías renovables, que es considerada como la energía más sostenible y con menor impacto ambiental entre el resto de las energías renovables.
- ***Estrategia de Especialización.*** En el sector de la energía eólica hay una clara tendencia a la especialización, ofreciendo en el mercado las tecnologías y máquinas que en cada caso (momento temporal, ubicación física de la instalación o normativa aplicable) son más eficientes. La gama de productos es reducida y se limita a las necesidades reales del mercado en cada momento y en cada situación física o técnica.

### **6.4.3. Estrategias Funcionales**

Siguiendo el pensamiento de Sainz de Vicuña (2003), las estrategias funcionales sirven de guía al crecimiento y a las estrategias competitivas de la empresa.

En el sector de la energía eólica en España, los patrones y responsabilidades de decisión articulados por las distintas funciones de la empresa propuestos son los siguientes:

- ***Estrategia de marketing.*** Es preciso que la estrategia de marketing continúe con las campañas de divulgación para la concienciación del público general sobre la eficiencia en el consumo energético y el incremento del uso de las energías renovables como mecanismo de lucha contra el cambio climático producido por las emisiones de gases de efecto invernadero. Se debe incrementar la presencia en los medios de comunicación para informar sobre los aspectos positivos del sector y la importancia de la sostenibilidad y protección del medioambiente.
- ***Estrategia operativa.*** El sector eólico español se encuentra en una etapa de madurez que le permite competir en el mercado adaptando su estrategia operativa con las ventajas competitivas que demanda la sociedad.
- ***Estrategia de investigación y desarrollo.*** En epígrafes anteriores (véase apartado 6.3.2.4) se ha indicado la importancia de la inversión en I+D para el desarrollo del sector eólico español. España ocupa la séptima posición del mundo en patentes eólicas (OMPI). La estrategia de investigación y desarrollo debe continuar con nuevas inversiones en el futuro.
- ***Estrategia de sistemas de información.*** Desde el punto de vista tecnológico y de sistemas de información, la estrategia se dirige a mejorar los sistemas de control de los parques eólicos a los efectos de mejorar su eficiencia y disminuir los costes de mantenimiento.
- ***Estrategia de recursos humanos.*** El sector de la energía eólica crea cinco veces más empleo que las tecnologías convencionales de generación. La estrategia de recursos humanos debe dirigirse a la contratación y formación

de los mejores profesionales y continuar siendo referencia a nivel internacional, tanto en los proyectos desarrollados en España como en la expansión y salida al exterior.

- ***Estrategia financiera.*** La estrategia financiera debe proporcionar la estructura de capital y los fondos necesarios para desarrollar las inversiones y continuar con el crecimiento. Al tratarse de una tecnología madura y consolidada tiene una mayor facilidad de acceso a las fuentes de financiación.



## **7. CONCLUSIONES DE LA TESIS**

---

La elaboración de la tesis se realiza mediante la aplicación de una metodología analítica que permite estudiar las estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España en el último decenio, en concreto y entre otras cuestiones, la competencia, la eficiencia tecnológica, la rentabilidad de las inversiones, los costes, los incentivos, la posibilidad de alcanzar la paridad de red y la implantación del autoconsumo, y adicionalmente, teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se formula una propuesta relativa a futuras estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica.

Se identifican los elementos clave del sector energético en España relacionados con la generación de energías renovables y específicamente la energía eólica, sus ventajas y posición competitiva, así como las estrategias competitivas que permitan su desarrollo.

Previamente al análisis se inicia con una introducción con la importancia de la formulación de la estrategia empresarial, destacando las opiniones y definiciones de diversos expertos en estrategia.

Respecto al análisis estratégico, punto inicial del proceso de investigación, consiste en el trabajo previo realizado con el fin de formular e implantar eficazmente las estrategias competitivas. Para ello, se realiza un completo análisis externo e interno que consta de los siguientes procesos:

- Se analizan los propósitos y los objetivos estratégicos del sector eólico español: La visión, misión y objetivos estratégicos.
- Se analiza el entorno. El entorno general, que consta de varios elementos en los ámbitos político, económico, social, tecnológico, ecológico y legal, ámbitos en los que se producen tendencias y eventos clave, con un impacto potencial en el sector eólico español (Análisis P.E.S.T.E.L.). El entorno sectorial o entorno competitivo, que se encuentra más cercano a las empresas del sector y que está compuesto por los competidores y otras organizaciones que pueden amenazar el éxito de los productos y servicios de la empresa (Análisis de las cinco fuerzas de Porter).

- Se realiza un análisis interno. Dicho análisis ayuda a identificar tanto las características internas (Debilidades y Fortalezas) como su situación externa (Amenazas y Oportunidades) que determinan el éxito del sector eólico español (Análisis DAFO).
- Se analizan las fortalezas y relaciones entre las actividades que comprenden la cadena de valor del sector eólico, como medio de descubrir las fuentes potenciales de ventaja competitiva (Análisis de la cadena de valor).

Tras el análisis estratégico, se procede a formular la propuesta de estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España. Para la definición de las estrategias se utilizan como herramientas de trabajo, la Matriz de crecimiento-participación (Matriz BCG), y la Matriz de crecimiento de Ansoff. Se continua con las estrategias competitivas genéricas de Porter: liderazgo en costes, diferenciación y especialización. Y se finaliza con las estrategias funcionales.

En este sentido, como introducción al análisis estratégico de la investigación se destaca que en la última década, las energías renovables han tenido una cada vez más relevante importancia debido a las consecuencias negativas en el medio ambiente derivadas del uso excesivo y descontrolado de las fuentes de energía convencionales, que están produciendo efectos negativos en el conocido cambio climático.

El sistema energético europeo se enfrenta a la necesidad, cada vez más acuciante, de garantizar a todos los ciudadanos una energía segura, sostenible, asequible y competitiva. Una excesiva dependencia de un número limitado de fuentes de suministro, especialmente de gas natural, deja a los países a merced de las interrupciones de abastecimiento.

La estrategia marco para la Unión de la Energía presenta el panorama futuro e integra una serie de áreas de actuación en una estrategia coherente. Presenta iniciativas específicas que se refuerzan mutuamente y que, una vez aplicadas en su totalidad, situarán a la UE en mejores condiciones para responder a sus desafíos sobre la base de la solidaridad y la confianza entre los Estados miembros.

La Unión de la Energía radica en los tres objetivos, bien asentados, de la política energética de la UE: seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad. Para

alcanzarlos, centra su atención en cinco dimensiones complementarias: la seguridad energética, la solidaridad y la confianza, el mercado interior de la energía, la eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda de energía, la descarbonación de la economía y la investigación, innovación y competitividad. Todavía faltan cinco años para el año 2020, pero aún las previsiones más optimistas indican que España, junto con otros países de Europa, no podrá cumplir los objetivos alcanzados con Europa en materia de renovables.

En un mundo cada vez más globalizado, donde no existen fronteras ni distancias en muchos aspectos de nuestra vida diaria, nos encontramos con que los suministros de energía que nos facilitan y mantienen nuestro nivel de vida son cada vez más dependientes.

Cuando la tendencia es unificar y sumar fuerzas para conseguir un mercado energético unido, España no puede seguir como una isla energética en Europa, con una tasa de dependencia que se sitúa en el 70,5% frente al 52,3% de la media europea. Aunque desde 2008 hayamos conseguido reducirlo en cerca de un 10%, estas cifras nos alertan sobre la importancia de avanzar hacia la autosuficiencia.

Como ya se ha indicado no somos los únicos. Además de España, hay otros once países europeos que se encuentran sumidos en un peligroso aislamiento dentro de un marco socioeconómico cuanto menos conflictivo y cuya única salida es ser más autónomos y, de este modo, llevar la dependencia del exterior a niveles mínimos.

La UE ha marcado como objetivo conseguir que la capacidad de intercambio comercial alcance el 10% para 2020 en todos los países miembros. Pero para poder lograrlo, es fundamental encontrar el equilibrio entre tres factores: seguridad, precio e impacto medioambiental.

La reciente interconexión energética creada entre España y Francia (Inelfe), en febrero de 2015, la primera en 30 años, sienta las bases de lo que debería ser el futuro de nuestra energía interconectada con el resto de Europa

Una revisión estratégica del sector de la energía eólica en España aporta un claro marco para la adopción de las decisiones acerca de la combinación energética, analizando las ventajas y desventajas de las distintas fuentes de energía, desde las

fuentes de energía renovable autóctonas, como la energía eólica, la biomasa, los biocarburantes, las minicentrales hidroeléctricas y la eficiencia energética, hasta el carbón y la energía nuclear, así como los efectos secundarios de los cambios de la combinación energética.

Es preciso continuar adoptando medidas eficaces de lucha contra el cambio climático, disminuyendo el uso de las fuentes de energías convencionales de combustibles fósiles, que producen emisiones de gases de efecto invernadero, y sustituyendo por energías renovables sostenibles, con la combinación de sólidas iniciativas legislativas y programas de eficiencia energética con una política de fomento de la competencia y las energías renovables eficaces.

Además de luchar contra el cambio climático, es necesario reforzar la seguridad de abastecimiento y limitar la dependencia respecto de la energía importada, lo que llevaría a crear numerosos puestos de trabajo de alta calidad y mantener el liderazgo tecnológico en un sector en rápida expansión.

El uso de energías renovables y en especial de la energía eólica constituye una herramienta eficaz para la consecución de un abastecimiento energético sostenible con el valor agregado del beneficio ambiental, permitiendo una mayor y mejor diversificación de la matriz energética de España con fuentes de energía renovables no contaminantes.

El uso de fuentes de energía convencionales está produciendo efectos muy negativos y la existencia de cambios climáticos globales y regionales como producto del calentamiento global, los residuos radioactivos, las lluvias ácidas, la contaminación atmosférica, el deshielo de los eternos glaciares, etc.

Todo ello justifica y fortalece la necesidad de continuar con las inversiones en investigación y explotación de energías limpias, eficientes y competitivas. La progresiva sustitución de las energías convencionales por las renovables y especialmente con el apoyo al desarrollo y crecimiento de la energía eólica favorecerá la lucha contra el cambio climático.

Las energías renovables han reducido rápidamente sus costes, recorriendo una curva de aprendizaje que hará que en pocos años no solo generen los beneficios indirectos que



compensan los mayores costes, sino que estos costes serán menores que los de las energías obtenidas de combustibles fósiles.

La energía eólica es considerada el recurso energético limpio por excelencia del futuro. Sobresale el espectacular crecimiento tecnológico en el diseño de aerogeneradores, transporte, control energético e ingreso a las subestaciones de alta tensión eléctricas que pertenecen a la red, desarrollo de simuladores y su aplicación en parques eólicos, tanto onshore (en tierra) como en offshore (marinos), para satisfacer el requerimiento de millones de personas en el mundo.

La energía eólica es la fuente de energía que está creciendo más rápidamente tanto en España como en el mundo, hasta el punto de empezar a convertirse en el referente para un futuro basado en una energía limpia y sostenible.

Los mecanismos de política energética utilizados en la UE han probado ser acertados, atrayendo a una gran cantidad de pequeños inversionistas y dando por resultado, un crecimiento anual de dos dígitos desde los años 90. Existen además importantes entidades internacionales reconocidas globalmente que promueven e incentivan las políticas para el uso de energías renovables y en especial la eólica, lo cual es posible a través de la generación de estándares mundiales.

En este sentido, tal y como se ha descrito y justificado en la tesis, la energía eólica tiene una gran relevancia y la seguirá teniendo de cara al futuro, ya que podrá atender una parte importante de las crecientes necesidades energéticas sin provocar efectos nocivos en el medio ambiente.

De hecho, hoy en día, su desarrollo está aceptado por la mayoría de la sociedad y tiene importantes ventajas como fuente para la generación de energía eléctrica, puesto que es una fuente de energía limpia y no provoca emisiones de gases contaminantes, incluidos los de efecto invernadero, ni origina residuos de larga duración.

Además, el potencial eólico de calidad es abundante en nuestro país, lo que resultará esencial para afrontar el desarrollo previsto de la generación eólica, dentro de los objetivos de planificación energética futuros.

La existencia de competencia entre las empresas del sector se traduce en una mayor eficiencia de las inversiones y en una reducción de costes.

A diferencia de otras tecnologías de generación eléctrica con potencial de crecimiento, la energía eólica ha demostrado en los últimos años un importante desarrollo y madurez tecnológica que permite reducir la elevada dependencia energética de España al no requerir la importación de combustibles, y puede suponer importantes ahorros correspondientes a la menor adquisición de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para cumplir los compromisos de la Directiva Europea de comercio de emisiones derivada del Protocolo de Kioto y de los nuevos compromisos que se acuerden en el Protocolo de París de finales de 2015. La eólica en España, evita importaciones de combustibles fósiles por valor de 2.000 millones de euros al año.

El desarrollo eólico tiene también otras consecuencias e impactos beneficiosos para la economía española, dado que la industria eólica española ha ocupado en 2014 el cuarto lugar del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos y Alemania.

La potencia instalada acumulada en España a 31 de diciembre de 2014 alcanzó los 22.986,5 MW. Cuenta con 1.077 instalaciones eólicas en cerca de 800 municipios y tiene un probado efecto revitalizador en las comunidades rurales en las que se instala. En el ejercicio 2014, la energía eólica ha alcanzado el 20,4% de la cobertura de la demanda eléctrica.

Además, España es el tercer país de Europa en fabricación de aerogeneradores y el quinto a nivel mundial. El sector cuenta con 195 centros de fabricación en doce de las diecisiete comunidades autónomas. Existen 12 centros de investigación y 14 universidades con actividades en el sector.

Asimismo, se trata de un sector que dispone de un gran potencial exportador, cuyo crecimiento conlleva una importante creación de empleo, que contribuye a la formación de capital fijo productivo, y con una elevada inversión en I+D. Exporta por valor de 2.000 millones de euros en productos de alta tecnología, es el tercer exportador del mundo de aerogeneradores y el crecimiento anual de sus exportaciones es del 20% desde 2009.

Debe destacarse que el sector eólico español genera un impacto económico muy significativo en la economía española, por la importante creación de una amplia base industrial y empresarial en toda la cadena de valor.

El efecto tractor de la eólica es superior al de otros sectores porque en España se desarrollan todas las actividades de la cadena de valor (promoción, construcción, fabricación, servicios...). La eólica crea cinco veces más empleo que las tecnologías convencionales de generación; el 70% de los empleados del sector cuenta con algún tipo de titulación.

Los beneficios del sector eólico en la economía española son abundantes y superan los incentivos percibidos. Aporta 3.000 millones de euros anuales al PIB y supone un 0,30% del PIB nacional. La recaudación fiscal anual asciende a 150 millones de euros. Da empleo a 20.000 trabajadores, directa e indirectamente. La inversión anual en I+D+i, de 88,5 millones, representa el 6% de su contribución sectorial al PIB.

No obstante, el marco regulatorio español vigente y la política de fomento desarrollada por las instituciones, que en el pasado ha favorecido el desarrollo de la industria eólica, no facilita con el marco normativo actual, tras la reciente Reforma Energética realizada, la consecución del objetivo de crecimiento eólico fijado para los próximos años.

Es demandado por los agentes del sector eólico que en el futuro se vuelvan a crear en España las condiciones que favorezcan el continuo crecimiento y desarrollo de la energía eólica.

Por un lado, los agentes del sector se ven obligados, en la actualidad, a asumir costes muy elevados debido al aumento del riesgo financiero que conlleva la incertidumbre regulatoria y retributiva de los últimos cinco años motivada por el desarrollo normativo de la reciente Reforma Energética. Esto supone, además, una reducción considerable del atractivo del sector de cara a los inversores y un endurecimiento de las condiciones de financiación.

Por otro lado, los niveles retributivos actuales no permiten alcanzar el objetivo de desarrollo de nueva capacidad eólica (a pesar de la evolución decreciente de los costes), ya que será preciso instalar parques con un mayor coste de inversión y un menor potencial eólico con respecto a los ya instalados en los mejores emplazamientos. Estos dos factores se agravan por la complejidad y la duración de los procesos administrativos de conexión a las redes y de autorización administrativa.

Es conveniente un nuevo marco regulatorio definido en torno a una mayor estabilidad regulatoria y una elevada certidumbre retributiva. Esto permitiría, al dar a conocer a priori la retribución de la energía durante la vida útil de los parques, reducir el coste del capital invertido, asegurar la disponibilidad de fondos financieros y minimizar los costes para el sistema eléctrico. Igualmente, el sistema retributivo debe remunerar las inversiones por encima del coste de capital teniendo en cuenta las características del potencial eólico de menor calidad que queda por explotar.

Otro factor que puede potenciar el desarrollo de la generación eólica debe ser la racionalización y coordinación de los procedimientos administrativos actuales, que afectan a las diferentes fases de la promoción y explotación de los parques eólicos e involucran a Comunidades Autónomas y Ayuntamientos, ya que en la actualidad, dichos procedimientos administrativos ocasionan retrasos en la puesta en marcha de algunos proyectos.

El marco regulatorio debería también aumentar la eficiencia del sistema, ampliando las fuentes de financiación de la prima eólica, que compensa, por sus ventajas medioambientales, parte de sus costes.

Y, por último, sería conveniente implantar medidas orientadas a promover la eficiencia en la gestión técnica del sistema eléctrico y la programación de la producción a través de la innovación tecnológica y la implantación de nuevos métodos de funcionamiento.

La energía eólica ha sido en España un éxito hasta la fecha, en gran medida gracias al apoyo institucional recibido en el pasado. Sin embargo, para alcanzar los objetivos de desarrollo eólico de forma eficiente, es conveniente un nuevo y estable marco regulatorio que afronte los retos actuales y futuros, que podrían permitir al sector avanzar tecnológicamente y fomentar la inversión.

Dentro de la cadena de valor de la industria eólica juega un papel preponderante el desarrollo tecnológico para el diseño y fabricación de los aerogeneradores, los cuales representan aproximadamente el 70% de los costes de inversión. Destaca que el sector eólico español tiene actividad en todas las etapas de la cadena de valor, lo que genera una ventaja competitiva frente a otras energías renovables.

Para el desarrollo sostenido de este tipo de energía es necesaria la voluntad política del Estado y la generación de un marco regulatorio estable que atraiga las inversiones por parte de los inversores privados.

Las principales barreras para el desarrollo de la energía eólica son: la falta de un marco legal y normativo estable; la inexistencia de predictibilidad de los ingresos; la inexistencia de institucionalidad orientada a incentivar la actividad en este campo; las políticas gubernamentales imprecisas, muy cambiantes y; las dificultades actuales para la disponibilidad de los recursos financieros necesarios para afrontar las inversiones.

Las perspectivas de desarrollo de la energía eólica en España para los próximos años pueden ser muy positivas si se establece un nuevo marco regulatorio estable que favorezca el crecimiento del sector, ya que desde las perspectivas de madurez, desarrollo tecnológico y de capacidad de recurso, el sector de la energía eólica española se sitúa en las primeras posiciones mundiales.

Es conveniente un marco regulatorio estable que apoye el crecimiento sostenible de las energías renovables, que tenga en cuenta los criterios de rentabilidad económica y financiera de las inversiones, que favorezca la libre competencia, que fomente la innovación y la eficiencia de las inversiones, y que genere las condiciones que permitan el desarrollo de estrategias competitivas en el sector energético.

Es preciso disponer de una energía segura, competitiva y sostenible. Son necesarios unos mercados de energía abiertos y competitivos, basados en la competencia entre empresas deseosas de competir en lugar de limitarse a ocupar una posición nacional dominante. Un mercado realmente competitivo generaría precios más bajos, mejoraría la seguridad del abastecimiento y potenciaría la competitividad. Además, favorecería al medio ambiente, ya que las empresas reaccionarían ante la competencia cerrando las instalaciones de escasa eficiencia energética.

Finalmente, en el desarrollo de la presente investigación se han cumplido los objetivos indicados al inicio de la Tesis, relativos al análisis de las estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España en el último decenio y formulación de propuestas sobre estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España para los próximos años.

El sector eólico español debe continuar con el crecimiento de sus inversiones (en la actualidad la cuarta posición a nivel mundial), hasta alcanzar el objetivo de 29.500 MW instalados de energía eólica en España en 2020.

Por ello, se puede concluir la Tesis con un resumen de las propuestas de estrategias competitivas de las empresas del sector de la energía eólica en España:

- **Ventaja competitiva de liderazgo en costes:** El sector de la energía eólica debe aprovechar la ventaja competitiva de su demostrada estrategia de liderazgo en costes para seguir creciendo con inversiones eficientes, rentables y más competitivas que el resto de las energías.
- **Estrategia de crecimiento de expansión:** El sector eólico debe desarrollar una estrategia de crecimiento basada en la expansión (actuales productos y nuevos mercados), mediante el desarrollo de nuevas inversiones en el exterior. El sector eólico español debe continuar con su liderazgo en los mercados internacionales.
- **Estrategia de crecimiento de diversificación:** El sector eólico debe desarrollar una estrategia de crecimiento basada en la diversificación (nuevos productos y nuevos mercados) mediante el desarrollo de parques eólicos marinos (offshore) y el desarrollo del mercado de las instalaciones minieólicas.
- **Eficiencia de los aerogeneradores:** Se debe continuar con las importantes inversiones en I+D+i con el objetivo de incrementar la potencia y eficiencia de los aerogeneradores, lo que incrementará la rentabilidad de las inversiones y reducirá la necesidad de subsidios públicos.
- **Ampliación de las interconexiones:** Es necesaria la ampliación de las inversiones para el aprovechamiento de las interconexiones eléctricas con el resto de Europa, lo que se traducirá en una mejor gestión del aprovechamiento de las capacidades instaladas de energías renovables y generará una reducción en los costes de la energía.
- **Potencial recurso eólico:** Se debe invertir y/o repotenciar las instalaciones en las zonas con mayor potencial del recurso eólico, para aprovechar las tecnologías modernas que son más eficientes y por tanto más competitivas.

- **Tecnologías de almacenamiento:** Para limitar los efectos de las fluctuaciones e intermitencias del recurso eólico, es necesario una estrategia que fomente el desarrollo de las tecnologías que permitan un eficiente almacenamiento de la energía generada, lo que mejorará la eficiencia de la gestión de la oferta y demanda en el mercado eléctrico.
- **Autoconsumo energético:** Es conveniente establecer una estrategia que favorezca el autoconsumo energético, siguiendo las políticas desarrolladas por la UE, lo que permitirá el desarrollo del sector y disminuir los costes de la energía, generando que los consumidores se beneficien de las nuevas tecnologías y reduzcan sus facturas mediante la participación activa en el mercado.





## BIBLIOGRAFÍA

---

### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

AAKER, D.A. y DAY, G.S. (1986): “The perils of high growth markets”, *Strategic Management Journal*, nº7, p.409-421. Chicago: Strategic Management Society.

AGARWAL, R.; SARKAR, M.B. y Echambadi, R. (2002): “The conditioning effect of time on firm survival: An industry life cycle approach”, *Academy of Management Journal*, vol.45, nº5, p.971-994. New York: Academy of Management.

ANSOFF, H.I. (1957): “Strategies for Diversification”, *Harvard Business Review*. Boston, sep.-oct, vol.35, issue 5, p.113-124. Boston: Harvard Business Review.

AYRES, R.U., AYRES, E.H. (2009): *Crossing the Energy Divide: Moving from Fossil Fuel Dependence to a Clean-Energy Future*. New Jersey: Prentice Hall.

BARNEY, J.B. (1991): “Firm resources and sustained competitive advantage”, *Journal of Management*, nº17, p.99-120. New York: Southern Management Association.

BEISE, M. y RENNINGS, K. (2005): “Lead markets and regulation: a framework for analyzing the international diffusion of environmental innovations”, *Ecological Economics*, nº52, p.5-17. Amsterdam: Elsevier.

BOULDING, W. y CHRISTEN, M. (2003): “Sustainable pioneering advantage?. Profit implications of market entry order”, *Marketing Science*, vol.22, nº3, p.371-392. Catonsville, MD: Informs.

BRANDT, U.S. y SVENDSEN, G.T. (2004): *Switch point and first-mover advantage: the case of the wind turbine industry*, Working paper 04-2, Department of Economics, Aarhus School of Business and Social Sciences. Dinamarca: Aarhus BSS.

BRANDT, U.S. y SVENDSEN, G.T. (2006): “Climate change negotiations and first-mover advantages: the case of the wind turbine industry”, *Energy Policy*, nº34, p.1175-1184. Amsterdam: Elsevier.

BUENO, E. y MORCILLO, P. (1993). *La Dirección Eficiente*. Madrid: Pirámide.

CHANDLER, A.D. (1962): *Strategy and structure: Chapters in the history of the industrial enterprise*. Cambridge: MIT Press.

CHOI, Y.R. y Shepherd, D.A. (2004): "Entrepreneurs' decisions to exploit opportunities", *Journal of Management*, vol.30, nº3, p.377-395. New York: Southern Management Association.

DAVID, F.R. (2013): *Conceptos de Administración Estratégica*. México: Pearson Educación.

FAHEY, L. y NARAYANAN, V.K. (1986): *Macroenvironmental Analysis for Strategic Management*. Minnesota: West Publishing Company.

FERNÁNDEZ, E. (2004): "Formas de apropiación de las ganancias de una innovación", *Universia Business Review*, nº1, primer trimestre, p.70-81. Madrid: Universia.

GARCÍAVILLAVERDE, P.M y RUIZ ORTEGA, M.J. (2006a): "¿Puede una empresa seguidora conseguir el éxito? Condicionantes internos y externos y recomendaciones para las empresas", *Dirección y Organización*, nº32, p.5-16. Madrid: Cepade.

GARCÍA VILLAVERDE, P.M y RUIZ ORTEGA, M.J. (2006b): "El momento de entrada en el mercado y la generación de ventajas competitivas sostenibles", *Investigaciones Europeas de Dirección y Economía de la Empresa*, vol.12, nº2, p.157-186. Vigo: AEDEM.

GHEMAWAT, P. (1991): *Commitment: the dynamic of strategy*, New York: Free Press.

GÓMEZ, J. y MAICAS, J.P. (2010): "¿Hay alguna esperanza para el seguidor? Evidencia desde la industria de la telefonía móvil en Europa?", *Universia Business Review*, nº26, segundo trimestre, p.72-87. Madrid: Universia.

GORE, A. (2008), *Una verdad incómoda. La crisis planetaria del calentamiento global y cómo afrontarla*. Barcelona: Gedisa.

GRANT, R.M. (1998): *Dirección estratégica*. Madrid: Civitas.

HENDERSON, B.D. (1973): *The Experience Curve-Reviewed. IV. The Growth Share Matrix of the Product Portfolio*. Boston: Boston Consultin Group.

HENDERSON, B.D. (1989): "The origin of Strategy", en *Harvard Business Review*. Nov-Dic, 67(6): p.139-143. Boston: Harvard Business Review.

HILL, C.W.L. y JONES, G.R. (1996): *Administración estratégica*, Santafé de Bogotá: McGraw-Hill.

KARAKAYA, F. y KOBU, B. (1994): "New product development process: an investigation of success and failure in high technology firms", *Journal of Business Venturing*, n°9, p.49-66. Amsterdam: Elsevier.

KERIN, R.; VARADARAJAN, R.R. y PETERSON, R. (1992): "First-mover advantage: A synthesis, conceptual framework, and research propositions", *Journal of Marketing*, n°56, p.33-52. Chicago: American Marketing Association.

LÉVESQUE, M.; MINNITI, M. y SHEPHERD, D.A. (2009): "Entrepreneurs' decisions on timing of entry: learning-by-doing and from the experiences of others". *Entrepreneurship: Theory & Practice*, vol.33, n°2, p.547-570. New Jersey: Wiley-Blackwell.

LEWIS, J.I. y WISER, R.H. (2007): "Fostering a renewable energy technology industry: an international comparison of wind industry policy support mechanisms", *Energy Policy*, n°35, p.1844-1857. Amsterdam: Elsevier.

LIEBERMAN, M.B. y MONTGOMERY, D.B. (1988): "First-mover advantages", *Strategic Management Journal*, n°9, p.41-58. Chicago: Strategic Management Society.

LIEBERMAN, M.B. y MONTGOMERY, D.B. (1998): "First-mover (dis) advantages: retrospective and link with the resource-based view", *Strategic Management Journal*, n°19, p.1111-1125. Chicago: Strategic Management Society.

MEADOWS, D.H., Tzonis, Meadows, D.L., Meadows, D.M. (1973), *Toward Global Equilibrium*. New York: Productivity Press Inc.

MEADOWS, D.H., Randers, J., Meadows, D. (2004), *The Limits to Growth: The 30-Year Update*. Hartford,VT: Chelsea Green Publishing Co.

MINTZBERG, H., AHLSTRAND, B. y LAMPEL, J. (1998): *Stratgy Safary: A Guided Tour Through The Wilds of Strategic Mangement*. New York: The Free Press.

- PORTER, M.E. (1985): *Competitive Advantage*. New York: The Free Press.
- PORTER, M.E. (1990): *The competitive advantage of nations*. New York: The Free Press.
- QUINN, J.B. (1980): *Managing Strategies incrementalism*. Homewood, IL: Irwin.
- RECH, G., LIEBBMANN, L., ORTNER, A. y BUSCH, S. (2014): *2020 RES scenarios for Europe – are Member States well on track for achieving 2020 RES targets*. Austria: Vienna University of Technology, Institute of Energy systems and Electric Drives, Energy Economics Group (EEG). P.10-16. Brussels: KeepOnTrack.
- ROBINSON, W.T. (1988): “Sources of market pioneer advantages: the case of industrial goods industries”, *Journal of Marketing Research*, vol.25, n°2, p.87-94. Chicago: American Marketing Association.
- ROBINSON, W.T. y FORNELL, C. (1985): “The sources of market pioneer advantages in consumer goods industries”, *Journal of Marketing Research*, n°22, p.305-317. Chicago: American Marketing Association.
- ROURE, J.B. y MAIDIQUE, M.A. (1986): “Linking pre-funding factors and high technology venture success: an exploratory study”, *Journal of Business Venturing*, vol.1, n°3, p.295-306. Amsterdam: Elsevier.
- RUIZ HERNÁNDEZ, V. (2006): *El reto energético*. Córdoba: Almuzara.
- SAINZ DE VICUÑA, J.M. (2003): *El plan estratégico en la práctica*. Madrid: ESIC.
- SHEPHERD, D.A.; ETTENSON, R. y CROUCH, A. (2000): “New venture strategy and profitability: a venture capitalist’s assessment”, *Journal of Business Venturing*, n°15, p.449-467. Amsterdam: Elsevier.
- SHEPHERD, D.A. y SHANLEY, M. (1998): *New venture strategy. Timing, environment uncertainty, and performance*, Thousand Oaks, California: Sage Publications.
- SUÁREZ, F. y LANZOLLA, G. (2007) “The role of environmental dynamics in building a first mover advantage theory”, *Academy of Management Review*, vol.32, n°2, p.377- 392. New York: Academy of Management.

TREACY, M. y WIERSEMA, F. (1999): *Discipline of Market Leaders*. New York: Perseus Books.

URBAN, G. L.; CARTER, T.; GASKIN, S. y MUCHA, Z. (1986): “Market share rewards to pioneering brands: an empirical analysis and strategic implications”, *Management Science*. Vol.32, nº6, p.645-659. Catonsville, MD: Informs.

VANDERWERF, P. y MAHON, J.F. (1997): “Meta-analysis of the impact of research methods on findings of first-mover advantages”, *Management Science*, nº43, p.1510-1519. Catonsville, MD: Informs.

VENTURA, J. (2008): *Análisis estratégico de la empresa*. Madrid: Paraninfo.

**INFORMES Y ESTUDIOS CONSULTADOS:**

AEE (2004): *Energía Eólica en España. Panorámica 2004. Wind energy in Spain Overview 2004*. Madrid: AEE.

AEE (2006): *Eólica 2006. Wind power 2006*. Madrid: AEE.

AEE (2007): *Eólica 2007*. Madrid: AEE.

AEE (2008): *Eólica 2008*. Madrid: AEE.

AEE (2009): *Eólica'09. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

AEE (2010): *Eólica 2010. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

AEE (2011): *Eólica'11. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

AEE (2012): *Eólica'12. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

AEE (2013): *Eólica'13. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

AEE (2014a): *Eólica'14. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

AEE (2014b): *Who is who in the Spanish wind energy industry*. Madrid: AEE.

AEE (2015): *Eólica'15. Asociación Empresarial Eólica la Referencia del Sector*. Madrid: AEE.

APPA (2013): *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*. Madrid: APPA.

BCG (2003): *Nuevos vientos para el desarrollo sostenible. El reto de la energía eólica en España*. Madrid: Plataforma Empresarial Eólica y BCG.

BCG (2011): *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE y BCG.

CANADIAN WILDLIFE SERVICE (2003): *Wind Turbines and Birds. A Guidance Document for Environmental Assessment*. December 2003. Quebec: Canadian Wildlife Service.

COMISIÓN EUROPEA (2009): *Impact assessment for the communication on investing in the development of low carbón (SET-plan)*. SEC(2009) 1297. P.12. Brussels: European Commission.

COMISIÓN EUROPEA (2011): *Innovation Union Competitiveness Report. 2011 Edition*. P.2-231. Brussels: European Commission.

COMISIÓN EUROPEA (2015): *Mejores prácticas para el autoconsumo de energías renovables*. Brussels: European Commission.

COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2012): *Información Básica de los Sectores de la Energía 2011*. Madrid: CNE.

COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2013a): *Informe 18/2013 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Septiembre 2013. Madrid: CNE.

COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA (2013b): *Informe 24/2013 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*. Septiembre 2013. Madrid: CNE.

CNMC (2013): *Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad. Diciembre de 2013*. Madrid: CNMC.

CNMC (2014): *Información básica de los sectores de la energía 2014*. Madrid: CNMC.

DELOITTE (2008): *Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España. Datos 2003-2007*. Madrid: Deloitte.

DELOITTE (2009): *Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España. Actualización 2009*. Noviembre 2009. Madrid: Deloitte.

DELOITTE (2011a): *Estudio macroeconómico del impacto del sector eólico en España. Datos 2010*. Madrid: Deloitte.

DELOITTE (2011b): *Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España. Año 2010*, Madrid: Deloitte.

DELOITTE (2012): *Impacto Macroeconómico del Sector Eólico en España. Informe Diciembre 2012. Datos 2011*, Madrid: Deloitte.

ECONOMICS FOR ENERGY (2012): *Innovación en Energía en España. Análisis y Recomendaciones. Informe 2012*. P.20 y 25. Vigo: Economics for Energy.

EEA (2014): *Trends and projections in Europe 2014. Tracking progress towards Europe's climate and energy targets for 2020*. N°6/2014. P.63-74. Luxembourg: European Environment Agency (EEA).

EUROPEAN UNION (2014): *EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050. Reference Scenario 2013*. December 2013. Luxembourg: European Union.

EWEA (2011a): *UpWind. Design limits and solutions for very large wind turbines*. March 2011. P.17. Brussels: EWEA.

EWEA (2011b): *Wind in our sails: The comings of Europe's offshore wind energy industry*. November 2011. Brussels: EWEA.

EWEA (2012): *The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics*, Brussels: EWEA.

EWEA (2014a): *Wind in power. 2013 European statistics*. February 2014. Brussels: EWEA.

EWEA (2014b): *Wind energy scenarios for 2020*. July 2014. Brussels: EWEA.

EWEA (2015): *Wind in power. 2014 European statistics*. February 2015. Brussels: EWEA.



FOWIND (2014): *Offshore Wind Policy and Market Assesment. A Global Outlook*. December 2014. India: Fowind.

GAMESA (2012): *Informe Anual 2012. Gamesa 2012 y su estrategia*. Vizcaya: Gamesa.

GWEC (2014): *Global Wind Energy Outlook - 2014*. October 2014. Brussels: GWEC.

GWEC (2015): *Global Wind Report. Annual Market Update 2014*. March 2015. Brussels: GWEC.

IDAE (1999): *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España*. Diciembre 1999. Madrid: IDAE.

IDAE (2006a): *Wind Energy in Spain 2005. Current Status and Prospectus*. Mayo 2006. Madrid: IDAE.

IDAE (2006b): *Energía Eólica*. Septiembre 2006. Madrid: IDAE.

IDAE (2007a): *Anemos. Estudio sobre Predicción Eólica en la Unión Europea*. Mayo 2007. Madrid: IDAE.

IDAE (2007b): *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. Plan de Acción 2008-2012*. Julio 2007. Madrid: IDAE.

IDAE (2011a): *Análisis del Recurso. Atlas Eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

IDAE (2011b): *Empleo Asociado al Impulso de las Energías Renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.

IEA (2009): *Energy Policies of IEA Countries. Spain. 2009 Review*. Paris: IEA

IEA (2011): *World Energy Outlook 2011*. Paris: IEA.

IEA (2013a): *Energy Technology Initiatives 2013. Implementation through Multilateral Co-operation*. Paris: IEA.

IEA (2013b): *Technology Roadmap. Wind Energy*. Paris: IEA.

IEA (2014): *Co<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion. Highlights*. Paris: IEA.

IEA (2015a): *Energy Policies of IEA Countries. In-depth Review of Spain 2015*. July 2015. Paris: IEA.

IEA (2015b): *Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells*. Paris: IEA.

IEA (2015c): *Energy and Climate Change. World Energy Outlook Special Report*. Paris: IEA.

IMF (2015): *World Economic Outlook Update July*. Washington: IMF.

IPCC (2007): *Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Ginebra: IPCC.

IPCC (2011): *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Summary for Policymakers and Technical Summary*. Ginebra: IPCC.

IPCC (2014): *Cambio Climático 2014: Mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo de Expertos sobre el cambio climático*. New York: Cambridge University Press.

IRENA (2013): *30 Years of Policies for Wind Energy. Lessons from 12 Wind Energy Markets*. Abu Dhabi: Irena-GWEC.

IRENA (2014): *REthinking Energy: Towards a new power system. 2014*. Abu Dhabi: Irena-GWEC.

MINISTERIO DE ECONOMÍA (2003): *Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012*. Madrid: Secretaria de Estado de Energía. Ministerio de Economía.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2005): *Plan de Energías Renovables 2005-2010*. Agosto 2005. Madrid: IDAE, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2010): *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España (PANER) 2011-2020*. Junio 2010. Madrid: IDAE, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2010): *Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España 2010-2014*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2011): *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*. Noviembre 2011. Madrid: IDAE, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2011): *La Energía en España 2010*. Madrid: Secretaria de Estado de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA y TURISMO (2012): *La Energía en España 2012*. Madrid: Secretaria de Estado de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA y TURISMO (2013): *La Energía en España 2013*. Madrid: Secretaria de Estado de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2014): *Agenda para el fortalecimiento del sector industrial en España*. Julio 2014. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2015): *Informe de Sostenibilidad Ambiental de la Planificación del Sector Eléctrico 2015-2020*. Mayo 2015. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

NEW ZEALAND DEPARTMENT OF CONSERVATION (2009): “Impact of wind farms on birds: a Review”, in *Science for Conservation*, n°289. January 2009. New Zealand: New Zealand Department of Conservation.

OCDE (2015a): *OECD Economic Outlook 2015*. Vol. 2015/1. París: OECD Publishing.

OCDE (2015b): *OECD Employment Outlook 2015*. París: OECD Publishing.

OEPM (2013): *Informe de Inversiones y Energías Renovables durante el periodo 2000-2013*. Mayo 2013. Madrid: OEPM, Servicio de Estadísticas y Estudios.

OMIE (2014): *Informe de Mercado 2014*. Madrid: OMIE.

ONU (1997): *Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC)*, del 11 de diciembre de 1997. Nueva York: ONU.

ORKESTRA-DEUSTO (2012): *Análisis de la cadena de valor de la industria eólica vasca: oportunidades y ámbitos de mejora*. San Sebastián: Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad y Fundación Deusto.

REE (2009): *El Suministro de la Electricidad. Un Equilibrio entre Generación y Consumo*. Madrid: REE.

REE (2012): *Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa*. Septiembre 2012. Madrid: REE.

REE (2015): *El Sistema Eléctrico Español. 2014*. Madrid: REE.

SBC ENERGY INSTITUTE (2013): *Wind Power. Leading de Energy Transition*. May 2013. P.28. Gravenhage, Netherlands: SBC Energy Institute.

WORLD ECONOMIC FORUM Y BAIN&Co (2015): *The Future of Electricity. Attracting investment to build tomorrow's electricity sector*. Enero 2015. Ginebra: World Economic Forum.

**NORMATIVA CONSULTADA:**

COM (2006) 545, Comunicación de la Comisión, de 19 de octubre de 2006, *Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial*.

COM (2006) 848, Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, de 10 de enero de 2007, *Programa de trabajo de la energía renovable. Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible*.

COM (2007) 723, Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 22 de noviembre de 2007, *Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE)*. “*Hacia un futuro con baja emisión de carbono*”.

COM (2009) 519, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 7 de octubre de 2009, *La inversión en el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono (Plan EETE)*.

COM (2011) 808, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 30 de noviembre de 2011, *Horizonte 2020, Programa Marco de Investigación e Innovación*.

COM (2011) 885, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, de 15 de diciembre de 2011, *Hoja de Ruta de la Energía para 2050*.

COM (2014) 15, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de Regiones, de 3 de febrero de 2015, *Marco Estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030*.

COM (2014) 330, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, de 28 de mayo de 2014, *Estrategia Europea de la Seguridad Energética*.

COM (2015) 80, Comunicación de la Comisión Europea al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco

Europeo de Inversiones, de 25 de febrero de 2015, *Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva*.

COM (2015) 81, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, de 25 de febrero de 2015, *El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020*.

COM (2015) 82, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, de 25 de febrero de 2015, *Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10%. Preparación de la red eléctrica europea de 2020*.

Decisión 2002/358/CE, Decisión del Consejo Europeo de 25 de abril de 2002, relativa a la aprobación en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento de los compromisos contraídos con arreglo al mismo. DOUE L 130 de 15.05.2002.

Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. DOUE L 140/16 de 05.06.2009.

Directiva 2010/31/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios. DOUE L 153/13 de 18.06.2010.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de EERR, cogeneración y residuos.

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. BOE nº74 de 08.03.2006.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE nº126 de 26.05.2007.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE nº111 de 07.05.2009.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. BOE nº24 de 28.01.2012.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Reglamento (CE) N° 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril 2009, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de los turismos nuevos como parte del enfoque integrado de la Comunidad para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de los vehículos ligeros.

**DIRECCIONES DE INTERNET CONSULTADAS:**

<http://www.aeolica.org> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.boe.es> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.cnmc.es> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.ec.europa.eu> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.eea.europa.eu> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.ewea.org> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.gwec.enet> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.idae.es> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.iea.org> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.imf.org> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.ipcc.ch> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.minetur.gob.es> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.oecd.org> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.oepm.es> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.ree.es> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.un.org> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)

<http://www.unfccc.int> (última consulta realizada el 10 de octubre de 2015)



## **APÉNDICE**

---

### **APENDICE A. Marco normativo**

El sector eólico es un sector regulado, por lo que el marco normativo es fundamental para su evolución.

El marco regulatorio del sector incluye, como pilar fundamental, la Ley del Sector Eléctrico de 1997, modificada en 2013, y su normativa de desarrollo.

A continuación se relaciona la normativa, comenzando desde la más reciente hasta la más antigua.

## **NORMATIVA NACIONAL**

### ***Normas aprobadas y publicadas en el BOE.***

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.
- Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban parámetros retributivos y establece mecanismo asignación régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en sistemas eléctricos no peninsulares.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/346/2014, de 7 de marzo, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Orden HAP/703/2013, de 29 de abril, por la que se aprueba el modelo 583 «Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica. Autoliquidación y Pagos Fraccionados», y se establece la forma y procedimiento para su presentación.

- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto 1485/2012, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento.
- Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones
- Corrección de errores del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

- Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Corrección de errores del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso
- Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- Orden ITC 3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Corrección de errores del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- 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
- Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico.
- Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

## **NORMATIVA AUTONÓMICA**

### ***ANDALUCIA***

- Plan Andaluz de sostenibilidad energética 2007-2013 (PASENER).
- Orden de 29 de febrero de 2008 (500 MW) por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y eficiencia energética de Andalucía.

### ***ARAGÓN***

- Decreto 124/2010, por el que se regulan los procedimientos de priorización y autorización de instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Orden de 27 de julio de 2005, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por el que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Gobierno de 26 de julio de 2005, por el que se aprueba el Plan Energético de Aragón 2005-2012.
- Decreto 348/2002, de 19 de noviembre, del Gobierno de Aragón, por el que se suspende la aprobación de nuevos Planes Eólicos Estratégicos.

### ***ASTURIAS***

- Decreto 47/2001, de 19 de abril, de moratoria para la tramitación de nuevas solicitudes de instalación de parques eólicos.
- Decreto 13/1999, de 11 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación de Parques Eólicos en el Principado de Asturias.

### ***COMUNIDAD FORAL NAVARRA***

- Orden Foral 258/2006, de 10 de agosto, del Consejero de Industria y Tecnología, Comercio y Trabajo, por la que se dictan normas complementarias para la tramitación administrativa de puesta en servicio y conexión a la red de distribución

eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y sus agrupaciones.

- Decreto Foral 222/1998, de 29 de junio, sobre aplicación del régimen especial de deducción a las inversiones que se realicen en instalaciones destinadas al aprovechamiento de energías renovables, ahorro y diversificación energética.

### ***CANTABRIA***

- Ley 7/2013, de 25 de noviembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en la Comunidad de Cantabria.
- Decreto 19/2009, por el que se regula la instalación de parques eólicos en la CA de Cantabria.
- Decreto 142/2004, de 22 de diciembre, por el que se regula la formulación del Plan Energético de Cantabria para el período 2005-2011.
- Decreto 41/2000, de 14 de junio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de Parques Eólicos en Cantabria.

### ***CASTILLA Y LEON***

- Decreto 50/1999, de 11 de marzo, por el que se modifica el Decreto 107/1998, de 4 de junio, por el que se adoptan medidas temporales en los procedimientos para autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de energía eólica.
- Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica.
- Ley 7/1996 de 3 de diciembre, de creación del ente público regional de la energía de Castilla y León.

### ***CASTILLA-LA MANCHA***

- Decreto 20/2010 por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha.

## **CATALUÑA**

- Orden ECF/329/2010 de 9 de junio, por la que se abre la convocatoria de concurso público para la adjudicación de autorización e instalación de parques eólicos en las zonas de desarrollo prioritario y se aprueban las bases.
- Plan sectorial de la implantación ambiental de la energía eólica en Cataluña.
- Plan de Energía de Cataluña 2006-2015.
- Orden TRI/216/2004, de 14 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras para actuaciones en materia de ahorro, eficiencia energética y aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y se abre la convocatoria para el año 2004.

## **COMUNIDAD VALENCIANA**

- Ley 16/2008, de 22 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat.
- Ley 14/2005, de 23 de diciembre, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalidad.
- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.
- Resolución de 25 de febrero de 2003 del conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

## **EXTREMADURA**

- Decreto 67/2015, de 14 de abril, por el que se deroga el Decreto 160/2010, de 16 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, mediante parques eólicos en la Comunidad Autónoma de Extremadura.
- Decreto 160/2010, de 16 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, mediante parques eólicos en la Comunidad Autónoma de Extremadura.
- Ley 8/2005, de 27 de diciembre de 2005, de reforma en materia de tributos propios de la Comunidad Autónoma de Extremadura.



- Decreto 192/2005, de 30 de agosto, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de parques eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Extremadura.

### ***GALICIA***

- Orden de 29 de marzo de 2010 que desarrolló determinados aspectos de la Ley 8/2009 de 22 de diciembre por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crea el canon eólico y el Fondo de Compensación ambiental.
- Corrección de errores Orden de 29 de marzo de 2010 para la asignación de 2.325 MW de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos en Galicia.
- Ley 36/2003 de 11 de enero de medidas de reforma económica. (Incluye las modificaciones a la Ley 43/1995 de 27 de diciembre referida al impuesto sobre Sociedades en el ámbito del fomento de las energías renovables).
- Ley 3/1999 , de 11 de marzo, de creación del Instituto Energético de Galicia.

### ***ISLAS BALEARES***

- Decreto 58/2001 de 6 de abril, de aprobación del Plan director sectorial energético de las Islas Baleares.

### ***ISLAS CANARIAS***

- Decreto 6/2015, de 30 de enero, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de los Parques Eólicos en Canarias.
- Orden de 27 de abril de 2007, por la que se convoca concurso público para la asignación de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios.
- Decreto 32/2006, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario.

### **LA RIOJA**

- Decreto 48/1998, de 24 de julio, 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 La Rioja
- Orden de 31 de mayo de 1996, sobre fomento del ahorro, diversificación y eficiencia energética

### **MADRID**

- Plan Energético de la Comunidad de Madrid 2004-2012.
- Orden 9613/1999, de 30 de diciembre, de la Consejería de Economía y Empleo, por la que se regula la concesión de ayudas para la promoción de energías renovables y el ahorro y eficiencia energética para el período 2000-2001.

### **PAÍS VASCO**

- Ley 7/1998, de 13 de marzo, de modificación de la Ley 9/1982, de 24 de Noviembre, por el que se crea el Ente Vasco de la Energía.
- Ley 9/1982, de 24 de noviembre, por el que se crea el Ente Vasco de la Energía.
- Decreto 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.



