



Inclusión de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español

Evolución, desafíos y análisis de riesgos

Estudio realizado por: Antoni Galí Isus
Tutor: Josef Brem

Tesina del Curso de Postgrado en Dirección Técnica
de Daños y Patrimoniales de Entidades
Aseguradoras y Financieras

Curso 2009/2010

Esta tesis es propiedad del autor.

No está permitida la reproducción total o parcial de este documento sin mencionar su fuente.

för min älskling

Presentación

El Posgrado en Dirección Técnica de Daños y Patrimoniales de entidades aseguradoras me ha sorprendido gratamente, no sólo por el contenido y perfeccionamiento de nuevos conceptos, sino por la riqueza de la diversidad del curso, en la que catedráticos, profesionales y compañeros imparten sus clases, nos deleitan con sus experiencias y amenizan las clases respectivamente.

Así entonces, quiero agradecer a los anteriormente mencionados y en especial a José Luis Pérez Torres, quién en última instancia me ha dado esta oportunidad, la de “cazar jabalíes”.

También agradecerle a Josef Brem por su tiempo invertido.

Y como no, agradecerles también a mis compañeros de Brex, Alex, Luís, Laura, Javi, Zhiyin, y especialmente a Artur quien se ha involucrado activamente en mi trabajo y ha confiado en mí en todo momento (moltes gràcies Artur).

Sumario

España es líder en el sector de las energías renovables y tiene que luchar por seguir siéndolo con apoyo del sector público y privado. El sector asegurador jugará un rol principal en este cambio verde siendo una piedra angular para que las nuevas tecnologías vean la luz. Este documento está dirigido a aquellos profesionales del sector asegurador que tienen que dar respuesta a las demandas del sector energético y el sector eléctrico en particular en relación con las nuevas tecnologías y desafíos tales como la eólica offshore, termosolar o la captura y almacenamiento de CO₂. Así entonces, se pretende dar una visión general del sector eléctrico actual y proyectarlo al futuro no sólo a nivel tecnológico, si no también plantear sus riesgos y sus respectivas soluciones aseguradoras.

Sumari

Espanya és líder del sector de les energies renovables i ha de lluitar per continuar sent-ho amb el suport del sector públic i privat. El sector assegurador jugarà un rol principal en aquest canvi verd sent pedra angular per a que les noves tecnologies vegin la llum. Aquest document va dirigit a aquells professionals del sector assegurador que tenen que donar respostes a les demandes del sector energètic i el sector elèctric en particular en relació a les noves tecnologies i reptes tals com l'eòlica marina, la termosolar o la captura i magatzematge de CO₂. Així doncs, es pretendrà donar una visió general del sector elèctric actual i projectar-lo al futur no només a nivell tecnològic, si no també plantejant-n'hi els seus riscos i les respectives solucions asseguradores.

Summary

Spain is leader in the renewable energy sector and has to continue struggling to be so with the support of the public and private sectors. The insurance sector will be a fundamental cornerstone of this upcoming green change. This document is addressed to all professionals of the insurance sector who would need to provide some solutions to the energy sector and the power sector in particular in regards of the new technologies and challenges such as offshore wind farms, thermal solar power plants and capture and sequestration of CO₂. It is of the scope of this document to give an overall sight of the current power system and to project it not just into the technological future, but numbering the risks and respective insurance solutions.

Tabla de contenidos

1. Introducción	11
2. Operación del Sistema Eléctrico Español	13
2.1. Generación	14
2.2. Transmisión	15
2.2.1. Red de Transporte a España	16
2.3. Distribución	17
2.3.1. Red de Distribución en España	17
2.4. Operación del sistema eléctrico en España	18
3. Sistemas de generación eléctrica	19
3.1. Generación No Renovable	19
3.1.1. Térmicas convencionales con combustible fósil	19
3.1.1.1. Central termoeléctrica de vapor	19
3.1.1.1.1. Centrales térmicas de carbón	22
3.1.1.1.2. Centrales térmicas de fuelóleo	24
3.1.2. Ciclo Combinado de Gas	26
3.1.3. Centrales Nucleares	32
3.2. Generación Renovable	34
3.2.1. Centrales hidroeléctricas	35
3.2.2. Parques eólicos	42
3.2.3. Parques fotovoltaicos	47
4. Desafíos y evolución Prevista	49
4.1. Fondo: Cambio climático y crisis del petróleo	49
4.2. Protocolo de Kioto	50
4.3. Los fondos del carbono	54
4.4. Cambio Verde	54
4.5. Eólica Onshore	57
4.5.1. Parques eólicos offshore	59
4.6. Plantas Termosolares	64
4.6.1. Plantas Termosolares de Cilindro Parabólico	66
4.6.2. Plantas Termosolares de Torre	70
4.6.3. Plantas Termosolares de Concentración Lineal “Fresnel”	72
4.6.4. Plantas termosolares de disco “Stirling”	72

4.6.5. Captura y almacenamiento de CO ₂	74
4.7. Previsión eléctrica en España	76
4.7.1. El fuel desaparece	79
5. Riesgos del Sector Eléctrico	81
5.1. Gerencia de Riesgos	81
5.2. Riesgos específicos del sector eléctrico	83
5.2.1. Riesgos tecnológicos	85
5.2.2. Riesgos Operacionales	85
5.2.3. Riesgos financieros	85
5.2.4. Riesgos Regulatorios y Medio Ambientales	87
5.2.5. Riesgos Reputacionales	89
5.3. Riesgos de los Parques Eólicos	89
5.3.1. Riesgos de los Parques Eólicos onshore	90
5.3.2. Riesgos de los Parques Eólicos offshore	92
5.4. Riesgos de la Termosolar	96
5.5. Riesgos del almacenamiento y Captura de CO ₂	98
5.6. Comparativa final y metodología de suscripción	100
6. Conclusiones	103
7. Bibliografía	105
8. Anexos	107

Inclusión de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español

Evolución, desafíos y análisis de riesgos

1. Introducción

España camina con paso firme para cumplir con el objetivo de producción de energía de un 20% de renovables fijado por la Unión Europea para el 2020 (40% en cuota de generación eléctrica), es más, a 2010 son muchos los días en que la cuota de generación eléctrica con fuentes renovables sobrepasa el 45%, con lo que la dependencia del carbón y petróleo sigue bajando.

Esta necesidad de incorporar las energías renovables en el abanico de opciones energéticas disponibles se explica por dos razones: garantizar el suministro energético reduciendo la dependencia respecto otros estados y la reducción en la contaminación que aportan los procesos de generación de energía.

Estos dos factores han propiciado en los últimos años un impulso al desarrollo de las tecnologías que utilizan fuentes energéticas de origen renovable y esto gracias a la existencia de políticas reguladoras favorables y estables en el tiempo que faciliten la penetración en el mercado de estas fuentes de energía y, por otro, un continuado y sostenido esfuerzo en las políticas de investigación y desarrollo que permitan reducir los costes aumentando su fiabilidad.

Estos dos aspectos, fiabilidad de las tecnologías (y del sistema eléctrico en general) y reducción de costes, son los que movilizan todos los esfuerzos y son los elementos en los que se centra la investigación y desarrollo, y cuyo grado de desarrollo es muy variable dependiendo de la tecnología. Algunas se encuentran en una fase en la que los costes son similares a las llamadas fuentes convencionales de energía, como el caso de la eólica onshore, mientras que otras necesitan de importantes desarrollos para alcanzar los umbrales de competitividad, eólica offshore.

En este documento se pretende observar el abanico actual existente en el sector eléctrico y se analizarán los riesgos de las tecnologías que actualmente se están implantando no solamente desde el punto de vista de la ingeniería sino también económico, político y finalmente asegurador teniendo en cuenta las previsiones de incremento de energía eléctrica motivado por el coche eléctrico, hace que sea el sector eléctrico el que se perfila como base de un desarrollo sostenible, una realidad que el sector (Re)asegurador y todos aquellos profesionales que estén en definitiva participando de una manera u otra en esta cadena tienen que tener muy presente y seguir muy de cerca, ya que sin este

sector asegurador especializado que apuesta por este sector industrial no se habría producido este nivel de desarrollo.

Así entonces, en la parte final del documento se pretenderá asesorar técnicamente, así como evaluar el riesgo motivado por esta falta de experiencia técnica de datos empíricos, en relación a otras tecnologías maduras, y enfocados a la suscripción de los mismos.

2. Operación del sistema eléctrico español

El sistema eléctrico comprende los medios y elementos útiles para la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. El sistema está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

Con este objetivo, tanto la red de transporte como las subestaciones asociadas a ella pueden ser propiedad, en todo o en parte y, en todo caso, estar operadas y gestionadas por un ente independiente de las compañías propietarias de las centrales y de las distribuidoras o comercializadoras de electricidad.

Asimismo, el sistema precisa de una organización económica centralizada para planificar la producción y la remuneración a los distintos agentes del mercado si, como ocurre actualmente en muchos casos, existen múltiples empresas participando en las actividades de generación, distribución y comercialización.

En la Figura 1 se pueden observar en un diagrama esquematizado las distintas partes componentes del sistema de suministro eléctrico:

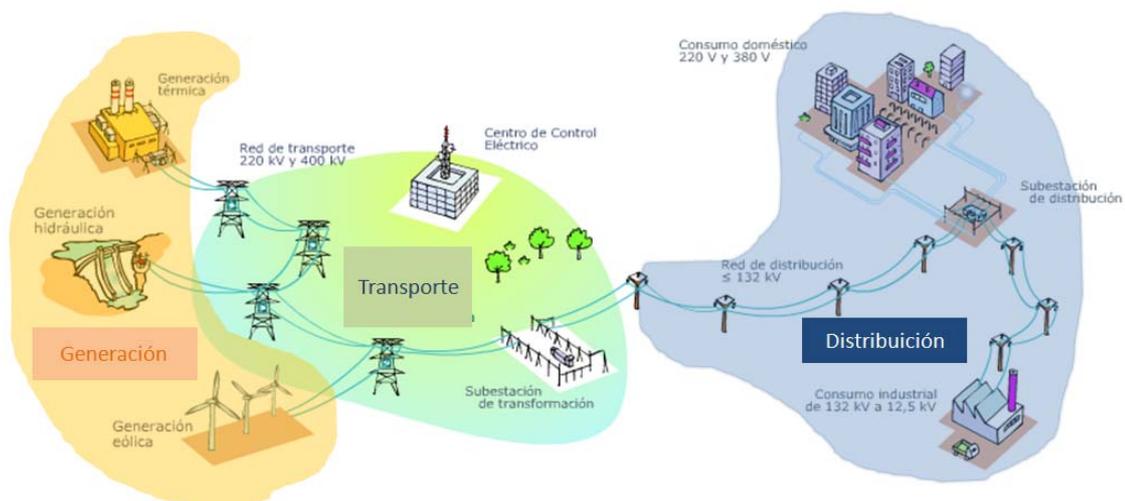


Figura 1.- Diagrama esquematizando el sistema eléctrico. El sistema eléctrico se divide en sistema de generación, transmisión y distribución o comercialización.

2.1. Generación

Las centrales eléctricas son el primer escalón del sistema eléctrico de suministro eléctrico.

Estas centrales son instalaciones que transforman alguna clase de energía primaria como la química, mecánica, térmica o luminosa en energía eléctrica, cuya demanda tiene una muy grande variación al largo del día. Esta variación es función de muchos factores, como la climatología, el nivel de industrialización de la región, el tipo de industria y los turnos de producción, pero mayoritariamente el consumo depende de la riqueza del país. Mientras los países industrializados o del Primer Mundo son grandes consumidores de energía eléctrica, los del Tercer Mundo apenas disfrutan de estas ventajas.

La energía eléctrica, a nivel industrial, no se puede almacenar con lo que la curva de generación de energía eléctrica debe seguir la curva de la demanda. Esto obliga a disponer de capacidades de producción con potencias elevadas para hacer frente a las puntas de consumo con flexibilidad de funcionamiento para adaptarse a la demanda.



Figura 2.- Central de Ciclo Combinado de Arrúbal propiedad de Gas Natural (Fuente: Web Corporativa Gas Natural).

En este sentido, la gran ventaja de las centrales de ciclo combinado, Figura 2, es la alta capacidad de regulación, de forma que son capaces de variar su potencia con relativa facilidad para adaptarse a la demanda.

En una instalación normal, los generadores de la central eléctrica suministran voltajes de 26.000 voltios, voltajes superiores no son adecuados por las dificultades que presenta su aislamiento y por el riesgo de cortocircuitos y sus conse-

cuencias. Este voltaje se eleva mediante transformadores a tensiones entre 138.000 y 765.000 voltios para la línea de transporte.

Normalmente, las fuentes de energía de origen no renovable, como el carbón, el gas o el petróleo o como las de origen renovable como el viento, sol, luz, olas no pueden ser utilizadas directamente y tienen que ser transformado (convertido) en energía térmica o mecánica para finalmente convertirla en energía eléctrica.

Este proceso se realiza e las plantas de generación de energía eléctrica, y dependiendo de la fuente de energía primaria que utilizan se pueden dividir en fuentes de energía de origen no renovables y renovable.

2.2. Transmisión

Generalmente donde se consume la electricidad no coincide geográficamente con las localizaciones de las plantas eléctricas, es la red de transporte la encargada de enlazar las centrales con los puntos de consumo. Para un correcto funcionamiento, es necesario que las líneas estén interconectadas entre si con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido y con las menores pérdidas.

Para reducir las pérdidas por Efecto Joule en la transmisión de la energía, se eleva la tensión de la energía eléctrica a la salida de la central generadora y reduciendo así la intensidad que circula por las líneas. Para ello se utilizan las subestaciones elevadoras de tensión y en cuya transformación se realiza mediante el uso de transformadores o bien autotransformadores. De esta manera, una red de transporte utiliza usualmente tensiones de más de 220 kV y hasta 1.000 kV (denominadas ultra alta tensión).



Figura 3.- Torre de Alta Tensión. El tamaño de la torre varía dependiendo del voltaje requerido y la capacidad de la línea.

Una vez llega a la periferia de las diversas zonas de consumo, la tensión se reduce, mediante una subestación reductora de tensión, hasta la tensión de distribución de 3-30 kV.

2.2.1.Red de Transporte a España

La red eléctrica española no ha dejado de crecer desde sus inicios, tanto en longitud como en tensión. En el año 2002, Red Eléctrica de España (REE) adquiere la mayor parte de las líneas de alta tensión, a finales del 2003, el 85% de la red de transporte de alta tensión era propiedad de REE.¹ REE gestiona las infraestructuras eléctricas que componen la red de transporte y conectan las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumidores.

Red Eléctrica es el gestor de la red de transporte en alta tensión y actúa como transportista único, en régimen de exclusividad. Red Eléctrica es propietaria del 99% de la red de transporte y, por tanto, es la única empresa especializada en la actividad de transporte de energía eléctrica en España. El 1% restante, actualmente en propiedad de las empresas eléctricas, deberá ser adquirido por Red Eléctrica, según establece la Ley 17/2007 en un plazo máximo de tres años desde su aprobación.

La red de transporte está compuesta por más de 34.700 kilómetros de líneas eléctricas de alta tensión y casi 3.400 posiciones de subestaciones, y cuenta con más de 66.000 MVA de capacidad de transformación. Estos activos configuran una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos índices de calidad de servicio de máximo nivel al sistema eléctrico.

Como gestor de esta red, Red Eléctrica es responsable del desarrollo y ampliación de la red, de realizar su mantenimiento, de gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores y la península y garantizar el acceso de terceros a la red de transporte en régimen de igualdad.

En los sistemas insulares y extrapeninsulares, Red Eléctrica no es propietaria de la red de transporte, pero, como operador del sistema, planifica el desarrollo de la red, la gestiona y garantiza el acceso a la red de todos los agentes con transparencia e igualdad de condiciones.²

Tabla 1.- Evolución de los km de circuito en alta tensión de la red de transporte en España.

Km de circuito	2004	2005	2006	2007	2008	2009
400 kV	16.548	16.808	17.004	17.134	17.686	17.977
<=220 kV	11.461	16.288	16.498	16.535	16.636	16.777
Total	28.009	33.096	33.502	33.669	34.322	34.754

¹ UNESA: http://www.unesa.net/unesa/unesa/transporte/ficha4_2.html

² REE: <http://www.ree.es/transporte/transporte.asp>

Tabla 2.- Evolución de las posiciones de subestaciones en España.

Número de posiciones	2004	2005	2006	2007	2008	2009
400 kV	740	877	950	1.004	1.055	1.114
<=220 kV	1.188	1.865	1.966	2.039	2.108	2.271
Total	1.928	2.741	2.915	3.042	3.162	3.385

2.3. Distribución

Desde las subestaciones ubicadas cerca de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de la compañía distribuidora que tiene que mantener y construir la red de distribución necesaria para suministrar a los clientes sin interrupción.

Las líneas de la Red de Distribución pueden ser aéreas o subterráneas, pero esta distribución en media tensión (3-30 kV) , tiene que ser reducida una última vez hasta 220 V (o a la tensión de utilización) en los centros de transformación a no ser que el consumo se destine a uso industrial, con lo que el cliente pide a la empresa distribuidora tensiones mas elevadas.

2.3.1. Red de Distribución en España

En España hay cinco grandes empresas que producen y distribuyen del orden del 80% del total de la electricidad. Estas son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Viesgo (ENEL) y HC (EDP), ver Figura 4.



Figura 4.- Área de responsabilidad de cada compañía distribuidora en España.

El resto de empresas, unas 300, distribuyen electricidad en pequeñas áreas geográficas muy localizadas.

2.4. Operación del sistema eléctrico en España

Según establece la Ley del Sector Eléctrico, el operador del mercado se encarga de la elaboración del programa diario de funcionamiento del sistema, casando las ofertas y las demandas que le llegan. Está supervisado por una comisión de representantes de los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. Actualmente el Operador del Mercado Eléctrico es la compañía OMEL (Operadora del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.), operadora española dentro del Mercado Ibérico de la Electricidad (Mibel).

3. Sistemas de Generación Eléctrica

Como hemos dicho anteriormente, el proceso de producción eléctrica se realiza en las plantas de generación de energía eléctrica y estas dependiendo de la fuente de energía primaria que utilizan, se suelen dividir entre fuentes de energía de origen no renovables y renovable.

3.1. Generación No Renovable

Las fuentes energéticas primarias de origen no renovable (combustibles fósiles como el carbón, petróleo, gas natural y combustibles nucleares) son hoy en día nuestro recurso energético principal se transforman en electricidad mediante las centrales termoeléctricas. La misión principal de estas es transformar la energía química o nuclear presente en el recurso fósil para transformarla en energía térmica, después en mecánica y finalmente en eléctrica.

Las centrales termoeléctricas se dividen básicamente en dos categorías: centrales termoeléctricas con combustible fósil y centrales termoeléctricas con combustible nuclear. Vamos a ver a continuación las características principales en las distintas.

Como bien indica el nombre las energías no renovables son limitadas y por tanto con el tiempo escasearán y aumentarán el coste de producción haciéndolas cada vez más inviables independientemente de los problemas medioambientales.

3.1.1. Térmicas convencionales con combustible fósil

Se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo o gas natural para generar la energía eléctrica. Su utilización está muy extendida en el mundo económicamente avanzado y en el mundo en vías de desarrollo, a pesar de que estén siendo criticadas debido a su elevado impacto medioambiental por la elevada producción de CO₂.

Hay dos tipos principales de centrales termoeléctricas con combustible fósil, que presentan características muy diferentes: las centrales termoeléctricas de vapor y la central turbo o de gas.

3.1.1.1. Central termoeléctrica de vapor

Hoy en día es aun más difundida que la central turbo. Se compone por una caldera en la cual el calor producido por la combustión del carbón y fuel oil (mayoritariamente) hace evaporar el agua que circula mediante una bomba, por unas cañerías bañadas por los productos de combustión. El vapor a alta presión y temperatura es enviado a la turbina de vapor. Esta se encarga de convertir la energía térmica del vapor en energía mecánica en el árbol rotatorio, que a su vez hace girar el rotor de un generador eléctrico. El vapor residual restante

después de pasar la turbina es conducido a un condensador, donde recupera el estado líquido y se vuelve a hacer circular.

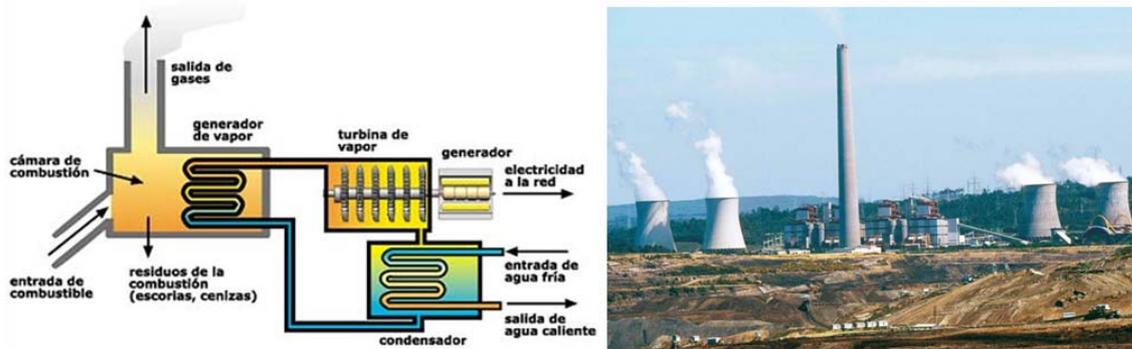


Figura 5.- A la izquierda, diagrama de funcionamiento de una central térmica convencional con turbina de vapor. A la derecha central térmica de “As Pontes”, propiedad de Endesa, que constaba de cuatro grupos de 350 MW cada uno, fueron agrupados en uno solo de 1.400MW entre 1976 y 1979. Su chimenea, Endesa Térmic, es la mas alta de Europa con 356 metros, puede cubrir el 5% de la demanda nacional, pero también es el mayor foco de contaminación de CO₂ de España.³

El rendimiento de las centrales modernas es alrededor del 40%, con lo que el 60% restante pierde o disipa en forma de calor a baja temperatura, que en parte va a parar al agua (por la condensación) y en parte se vierte a la atmosfera junto con los gases del escape, a través de la chimenea. Este calor residual que se pierde, más la producción de cenizas y gases tales como CO₂, NO_x, etc. son los causantes del alto impacto ambiental de estas instalaciones.⁴

El problema de la contaminación es máximo en el caso de las centrales que usan carbón como combustible. Este tipo de centrales termoeléctricas, además de la combustión del carbón tiene como consecuencia la emisión de partículas y ácidos de azufre. En las de fuel oil los niveles de emisión de estos contaminantes son menores, aunque ha de tenerse en cuenta la emisión de óxidos de azufre y hollines ácidos, prácticamente nulos en las plantas de gas. En todo caso, en mayor o menor medida todas ellas emiten a la atmósfera dióxido de carbono, CO₂ (ver Figura 6).

³ http://www.elpais.com/articulo/sociedad/central/emite/24/millones/coches/elpporsoc/20061119elpepisoc_1/Tes

⁴ El Medi Construit (pg 61-62)

Emisión de CO₂ (Kg/kWh)

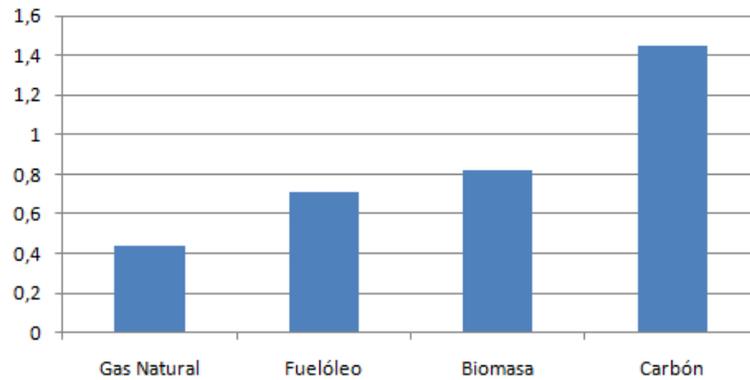


Figura 6.- Emisión de kg de CO₂ a la atmósfera por cada kWh de energía producida. Emisión aproximada Según el combustible y suponiendo un rendimiento del 40% sobre la energía primaria consumida.

Las centrales se encuentran localizadas principalmente cerca de las principales cuencas minera o cerca de los principales puertos, es decir donde se encuentra el combustible o donde se recibe el importado (Figura 7).



Figura 7.- Localizaciones de las centrales térmicas convencionales en España, incluyendo Baleares y las Canarias. .

Los rendimientos de estas centrales son inferiores a tecnologías que se verán más adelante, esto conlleva que los costes específicos de construcción de estas plantas sean sustancialmente superiores (Figura 8).

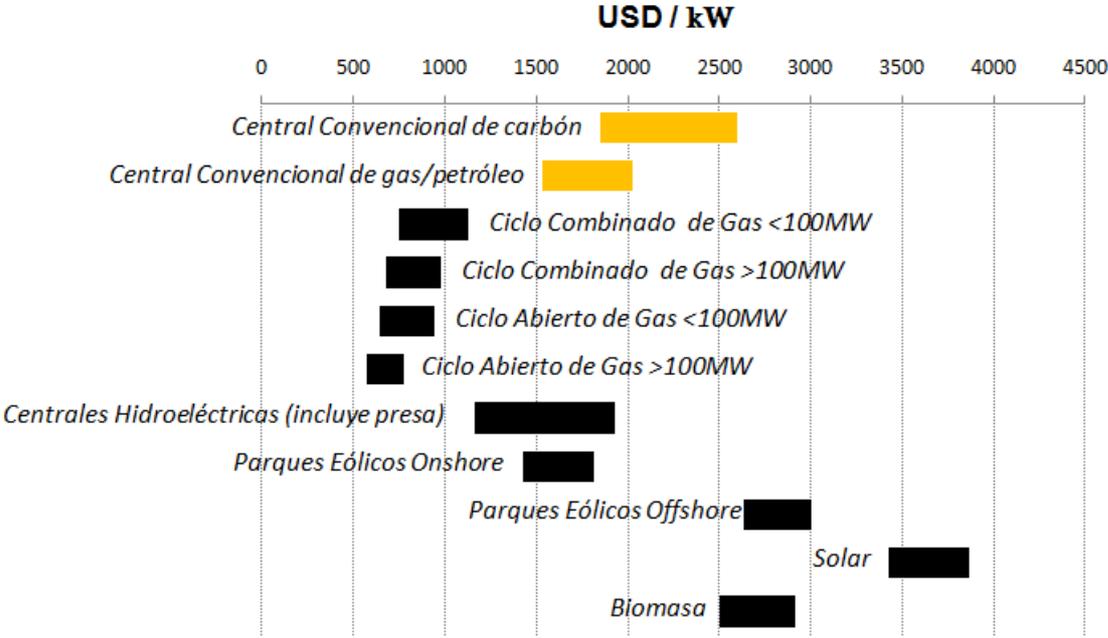


Figura 8.- Costes específicos de construcción (USD/MW) de las principales tecnologías de generación. Aunque las plantas térmicas convencionales se encuentran en plena maduración de tecnología, el coste específico se encuentra entre lo más elevados.

3.1.1.1.1. Centrales térmicas de carbón⁵

Las centrales térmicas que usan como combustible carbón, pueden quemarlo en trozos o pulverizado. La pulverización consiste en la reducción del carbón a polvo finísimo (menos de 1/10 mm de diámetro) para inyectarlo en la cámara de combustión del generador de vapor por medio de un quemador especial que favorece la mezcla con el aire comburente.

Con el uso del carbón pulverizado, la combustión es mejor y más fácilmente controlada. La pulverización tiene la ventaja adicional que permite el uso de combustible de desperdicio y difícilmente utilizado de otra forma. En estas se requiere instalar dispositivos para separar las cenizas producto de la combustión y que van hacia el exterior, hay incremento de efecto invernadero por su combustión, altos costos de inversión, bajo rendimiento y arranque lento.

⁵ Centrales térmicas: Universidad de Bogotá <http://www.monografias.com/trabajos33/centrales-termicas/centrales-termicas.shtml>

Tabla 3.- Ventajas e inconvenientes de las centrales térmicas de carbón

Central térmica de carbón	
Ventajas	Producen mucha energía y con el uso de carbón pulverizado la combustión es mejor y más fácilmente controlable y permite el uso de combustible de desperdicio.
	Disponibilidad del combustible fósil en España
	Producción de energía relativamente rentable. Aunque las penalizaciones de emisión de CO ₂ , las hace menos competitivas.
	Las cenizas producidas durante la combustión pueden usarse en la construcción
Inconvenientes	Alta emisión de gases de efecto invernadero, además afectan negativamente a los ecosistemas fluviales debido a los vertidos de agua caliente de estos.
	El agua usada para la refrigeración y condensación queda contaminada
	Arranque lento
	Rendimientos bajos, comparados con los rendimientos ideales

Las centrales térmicas de carbón (hulla, antracita y lignito también carbón de importación), es un tipo de energía en retroceso, propio de la primera revolución industrial. Pero su definitiva erradicación está todavía lejana, pues los gobiernos lo emplean como solución de emergencia para paliar los altos precios del petróleo.

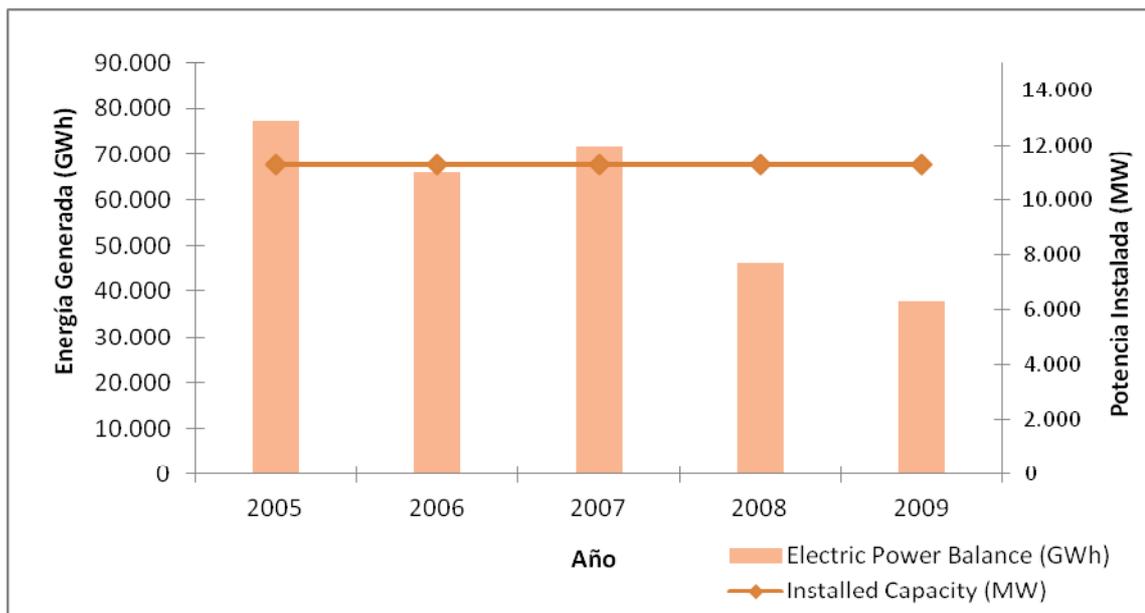


Figura 9.- La generación mediante la combustión de carbón ha ido decreciendo, sin que haya variaciones significativas al largo de los años en bajas/altas de potencia de estas centrales.⁶

Con la aparición de los ciclos combinados de gas, la cuota de generación de este tipo de tecnología ha decrecido significativamente pasando del 30% hace 10 años, al 10-12% actual.

⁶ Red Eléctrica de España; [en línea]: www.ree.es

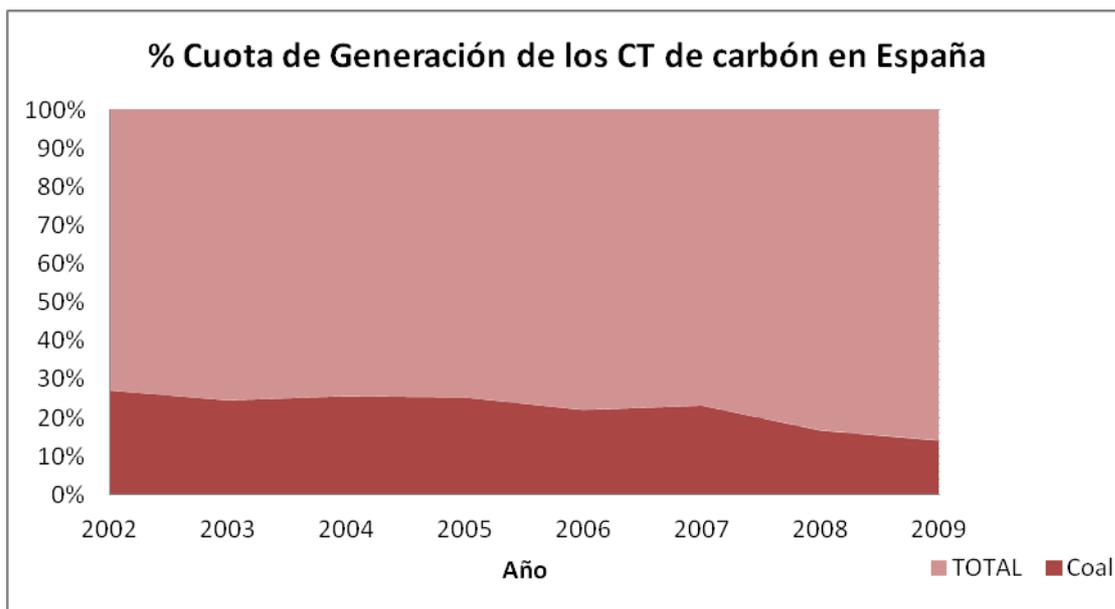


Figura 10.- Los energía generada con los ciclos combinados representa un 30% del total de energía generada y llegó al 32% en el 2008.

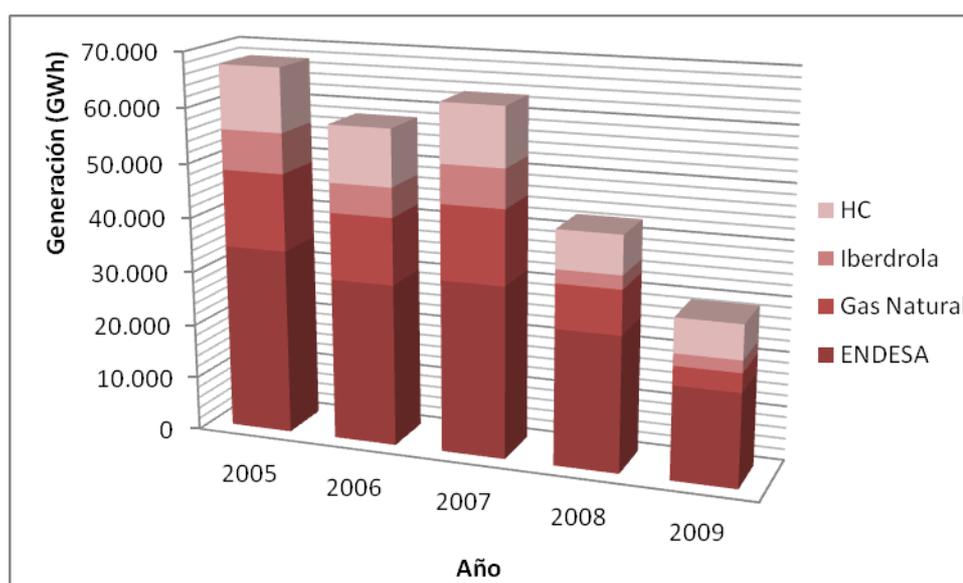


Figura 11.- Evolución de la producción de energía en las centrales térmicas por compañía eléctrica.

3.1.1.1.2. Centrales térmicas de fuelóleo⁷

Las centrales de fuel oil son una herencia de los tiempos en que el petróleo costaba muy barato. Actualmente tienen poca importancia en el parque de generación eléctrica.

⁷ La Ruta de la Energía; [en línea]: <http://www.larutadelaenergia.org/>

En las centrales de fuel, el combustible se calienta hasta que alcanza la fluidez óptima para ser inyectado en los quemadores. Las de fuel oil presentan como principal inconveniente las oscilaciones del precio del petróleo y derivados, y a menudo también se exigen tratamientos de desulfuración de los humos para evitar la contaminación y la lluvia ácida.

Hoy en día tan sólo un 5% de la electricidad que se consume en España procede de centrales alimentadas con combustible líquido, Figura 12 y Figura 13.

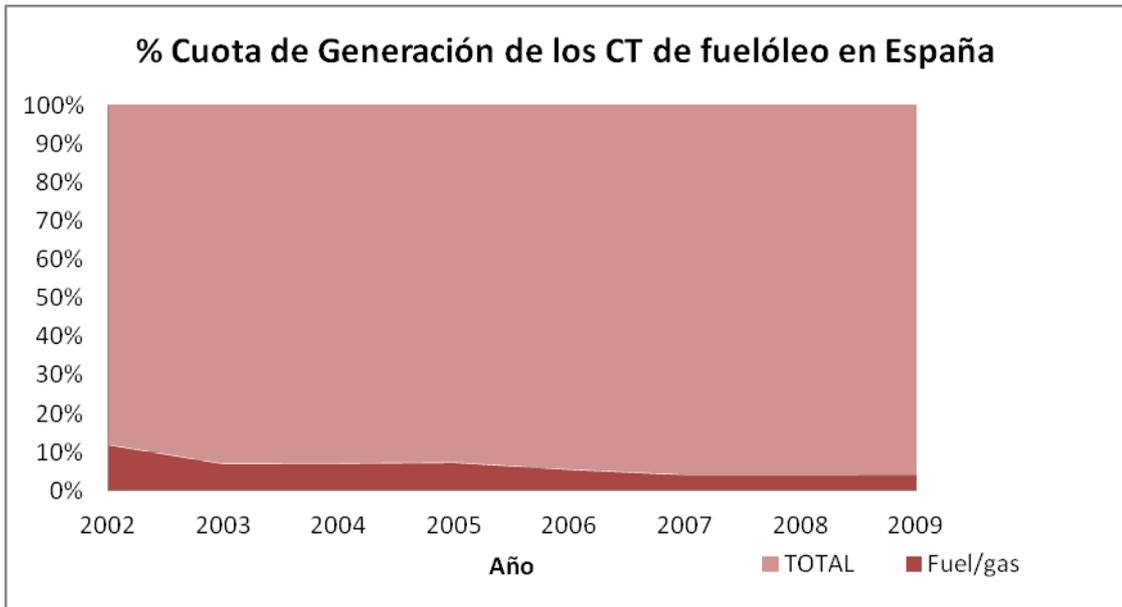


Figura 12.- Los energía generada con las centrales térmicas de fuel representa hoy en día menos del 5% de la total, lejos ya del 15% que representaba hace unos años.

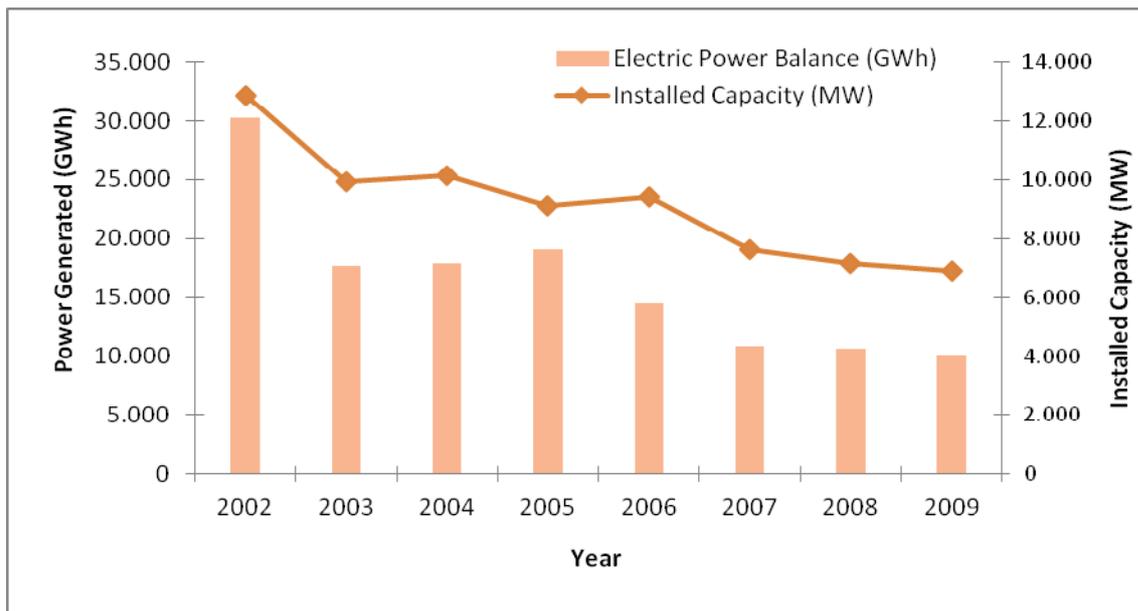


Figura 13.- Durante los últimos años la potencia instalada de este tipo de central ha ido decreciendo y poco a poco las compañías las han dado de baja del sistema eléctrico.

De las 16 centrales de fuel más importantes que suman actualmente una potencia alrededor de 4,000MW, tan solo 5 superan los 500 MW de potencia (Castellón, Santurce, Escombreras, Algeciras y Aceca (Toledo)). Casi todas se localizan muy próximas a las refinerías. Un puñado de centrales mixtas pueden quemar fuel y otros combustibles, como carbón o gas natural.

La producción de contaminantes por una central de fuel depende mucho del tipo de combustible utilizado y de los procedimientos de combustión. Si se emplea fuel no completamente libre de azufre, la planta verterá SO_2 a la atmósfera. La emisión de óxidos de nitrógeno también es un problema de este tipo de centrales.

Tienen un arranque lento y bajo rendimiento al igual que las de carbón.

3.1.2. Ciclo Combinado de Gas

En la actualidad, las centrales térmicas convencionales pueden llegar a convertir un 40% de energía térmica en energía eléctrica. La consciencia social y la importancia en la reducción de CO_2 en la atmósfera ha hecho que se intente mejorar en la eficiencia y en estos últimos años han crecido las centrales que utilizan procesos de cogeneración como es el caso de los ciclos combinados de gas.

Descripción Técnica

Los Ciclos Combinados (CC's) son un tipo de central que utiliza gas natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Luego los gases de escape de la turbina de gas todavía tienen

una elevada temperatura, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica.⁸

Normalmente durante el proceso de partida de estas centrales, sólo funciona la turbina de gas, a este modo de operación se le llama ciclo abierto. Posteriormente cuando el generador de vapor está en régimen se puede producir más energía eléctrica poniendo en marcha la turbina de vapor y pasando a funcionamiento en ciclo combinado.

Si bien la mayoría de las centrales de este tipo pueden intercambiar el combustible (entre gas y diesel) incluso en funcionamiento.

Como la diferencia de temperaturas que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55-56%.

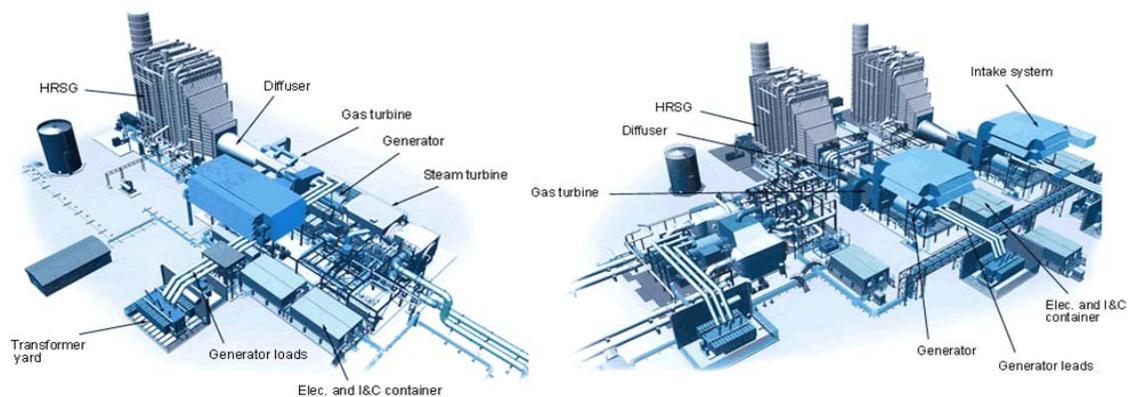


Figura 14.- Hay dos tipos de configuración de ciclo combinado las mono eje (single shaft) o las multieje (o multi shaft).

En la configuración de un ciclo combinado es relativamente frecuente que varias turbinas de gas alimenten con el vapor que producen sus calderas de recuperación (HRSG) de calor a una única turbina de vapor.

La disposición relativa de los ejes de la turbina de gas y la turbina de vapor, según se encuentren alineados o no, hace que se pueda establecer otra clasificación atendiendo al número de ejes principales de que consta el tren de potencia –mono eje o multieje-. Además, en los mono eje, el generador puede estar en el extremo del eje –mayor facilidad de mantenimiento- o entre la turbina de gas y la de vapor. En este último caso hay un embrague que acopla la turbina de vapor con el eje de la turbina de gas y el generador, permitiendo producir energía funcionando solo la turbina de gas. Así las configuraciones más empleadas comúnmente hoy son las configuraciones 1 x 1 (una turbina de gas que alimenta una caldera de recuperación de calor y produce vapor para un ciclo de Rankine), 2 x 1 (dos turbinas de gas que alimentan cada una de ellas a

⁸ <http://www.institucion.org/mestral/tecnoreball/centraterm.htm>

su correspondiente caldera de recuperación) y menos frecuentes, pero posibles son otras del tipo 3 x 1, 4 x 1, etc.⁹

En la Tabla 4, la Tabla 5, la Tabla 6 y en la Tabla 7 se enumeran las diferencias entre cada tipo de configuración.

Tabla 4.- Ventaja e inconvenientes de un ciclo combinado en configuración mono-eje con embrague.

Configuración mono-eje 1 x 1 con embrague	
Ventajas	Requiere un alternador menos
	El generador, al estar ubicado entre la turbina de gas y la de vapor proporciona un mayor equilibrio
	Menor coste de inversión
	Menor coste de obra civil
	Puente grúa de menor luz
	Menor espacio requerido
	El embrague permite un sistema de arranque más sencillo.
Inconvenientes	Menor flexibilidad de operación que la configuración multieje.
	Evacuación de energía a través de un solo generador.
	No es posible el montaje y puesta en marcha por fases a diferencia de la configuración multieje.
	Mayor dificultad en la revisión del generador.

Tabla 5.- Características principales de la configuración mono-eje con embrague en comparación a la configuración con embrague.

Configuración mono-eje 1 x 1 sin embrague	
Diferencias	Al tener el generador en un extremo facilita su inspección y revisión.
	Al no poder situar el condensador axialmente, con lo que requiere mayor inversión en obra civil.
	Requiere una caldera auxiliar
	El arrancador estático de la turbina de gas es de mayor potencia.

Tabla 6.- Ventaja e inconvenientes de un ciclo combinado en configuración multi-eje 1 x 1.

Configuración multieje 1 x 1	
Ventajas	Posibilidad de funcionamiento solo con la turbina de gas
	Mayor disponibilidad de esta , al poder operar en caso de avería de la turbina de vapor
	Al disponer de dos alternadores, puede suministrar energía eléctrica con dos tensiones.
	Fácil mantenimiento de generadores y tubinas

⁹Sabugal García, Antonio; Gómez Moñux, Florentino. *Centrales térmicas de ciclo combinado: teoría y proyecto* [en línea]. España: Ediciones Díaz de Santos, 2006. Disponible en Internet:

Inconvenientes	Al requerir dos alternadores y dos transformadores, la inversión requerida es mayor
	Mayor necesidad de espacio
	Puente grúa más grande
	Mayor dificultad en la revisión del generador.

Tabla 7.- Ventaja e inconvenientes de un ciclo combinado en configuración multi-eje 2 x 1.

Configuración multieje 2 x 1	
Ventajas	Menor coste de inversión que dos monoejes de la misma potencia (aproximadamente 10%)
	Mayor flexibilidad de operación, al posibilitar el funcionamiento con una turbina de gas y una turbina e vapor.
	Mejor rendimiento a cargas parciales
	Fácil mantenimiento de generadores
	No es necesario caldera auxiliar
	Equipos de arranque estáticos de turbinas de gas pequeños.
	Posibilidad de emplear alternadores refrigerados por aire al ser estos de menor potencia.
Inconvenientes	La avería de la turbina de vapor deja fuera de servicio todo el Ciclo Combinado si no se dispone de by-pass de gases en las turbinas de gas.

Situación en España

Des de principios de la década se han ido instalando en España ciclos combinados hasta alcanzar una potencia de 23.600 MW a finales del 2009, Figura 15, y se prevé que llegue hasta los 24.500 MW durante el 2010.

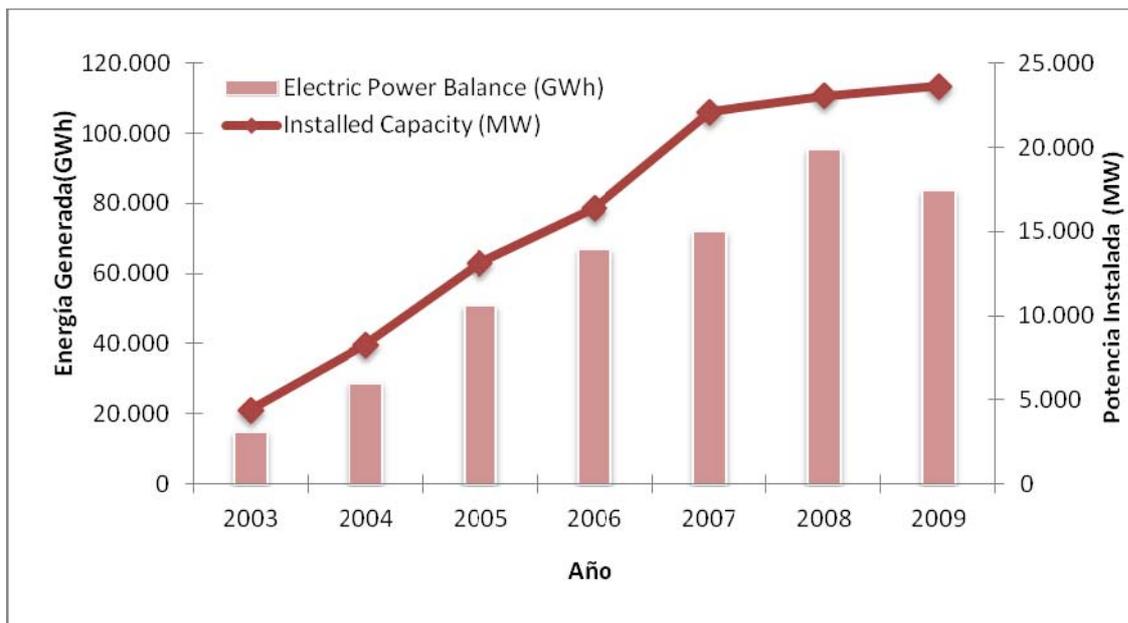


Figura 15.- La curva de la potencia instalada muestra como las compañías eléctricas han apostado por la instalación de CC's estos últimos años, la generación eléctrica

La energía vertida en la red de 83.895GWh en el 2009 que es menor de los 95.529GWh del 2008, Figura 15 y Figura 16. Este hecho se explica por la caída del consumo en España y por el crecimiento que han experimentado las energías renovables personalizadas en las eólicas.

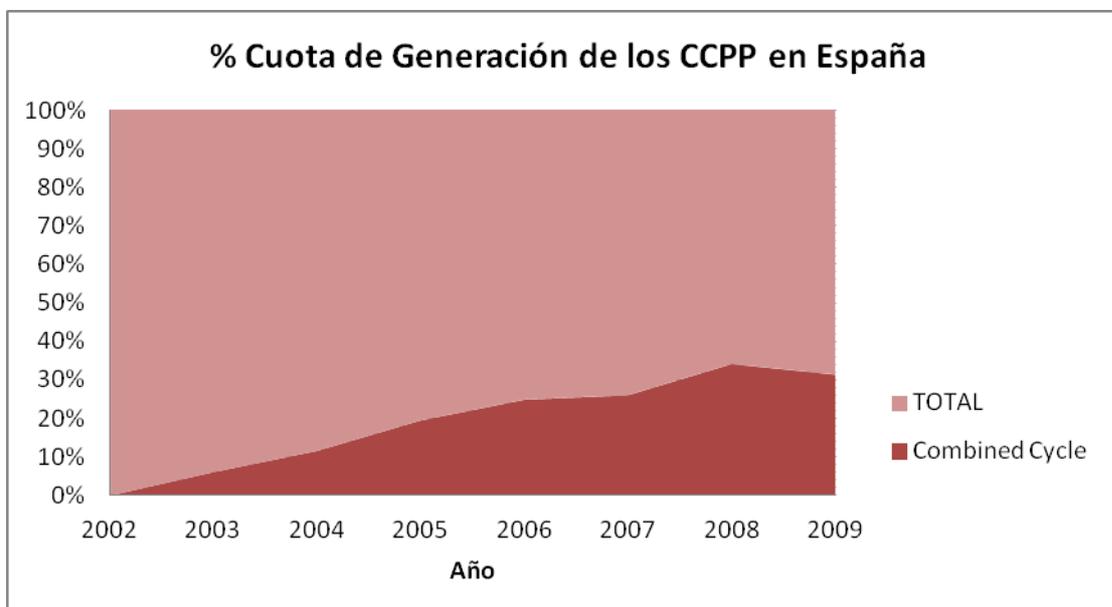


Figura 16.- La energía generada con los ciclos combinados representa un 30% del total de energía generada y llegó al 32% en el 2008.

Este auge tan espectacular en tan poco tiempo es debido básicamente a su eficiencia, con la misma cantidad de combustible de una central convencional, es decir que produce mas consumiendo menos, con lo que conlleva además rebajar las emisiones de CO₂ un 120% (0,35 kg de CO₂, por kWh producido).

Esto resulta en 53 turbinas de gas en ciclo combinado para un total de 44 plantas en el sistema insular. Como se muestra en la Figura 15, las grandes compañías generadoras del país han apostado por este tipo de tecnología, incrementando la potencia año tras año, pero

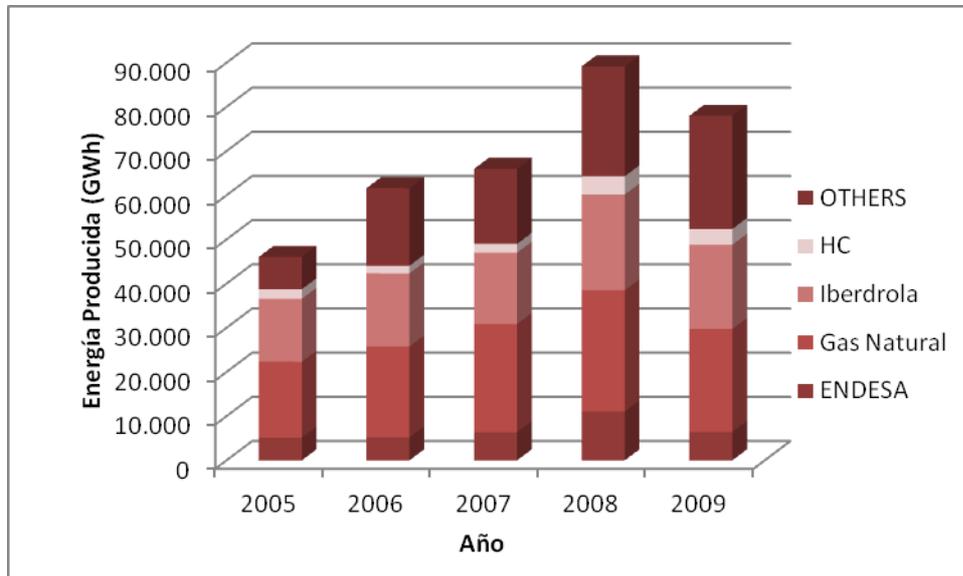


Figura 17.- Evolución de la producción de energía en ciclos combinados por compañía eléctrica.

Hay tres fabricantes mayoritariamente que proporcionan sus turbinas para la implementación de los ciclos combinados de las compañías generadoras y estas son Siemens (con la V 94.3 A), General Electric (con su 9FA y 9FB) y aunque menos también MHI y Alstom.

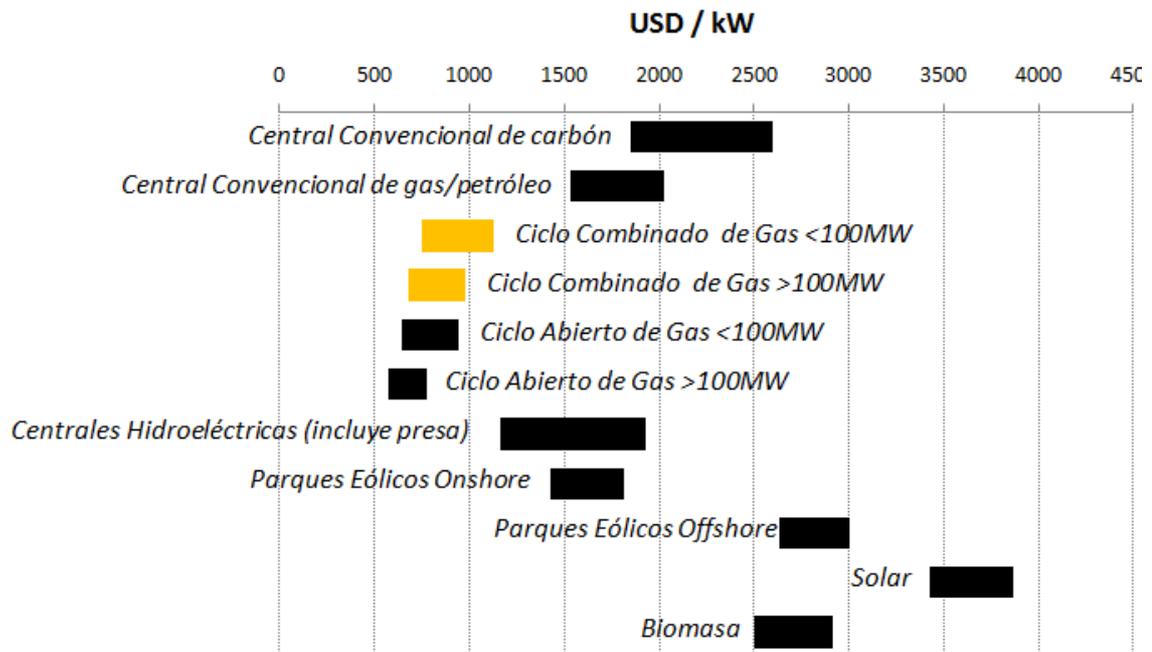


Figura 18.- Costes específicos de construcción (USD/MW) de las principales tecnologías de generación. Los ciclos combinados de gas es una de los tecno-

logías en que los costes de inversión son menores y se encuentra en plena maduración de tecnología.

3.1.3. Centrales Nucleares

A diferencia de las centrales termoeléctricas que utilizaban combustibles fósiles para generar calor, las centrales nucleares, se caracterizan por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones son los que proporcionan el calor. Este calor es utilizado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir electricidad.

Las instalaciones nucleares son construcciones muy complejas por la variedad de tecnologías industriales empleadas y por la elevada seguridad con la que se les dota. Las características de la reacción nuclear hacen que pueda resultar peligrosa si se pierde su control y prolifera por encima de una determinada temperatura a la que funden los materiales empleados en el reactor, así como si se producen escapes de radiación nociva por esa u otra causa.

La energía nuclear se caracteriza por producir, además de una gran cantidad de energía eléctrica, residuos nucleares que hay que albergar en depósitos aislados y controlados durante largo tiempo.

En España esta energía abundante, barata y de alto riesgo ha recorrido un largo camino envuelto siempre en la polémica. La energía nuclear es la cuarta en posición en la escala de energías primarias en España. Su importancia relativa decrece paulatinamente.

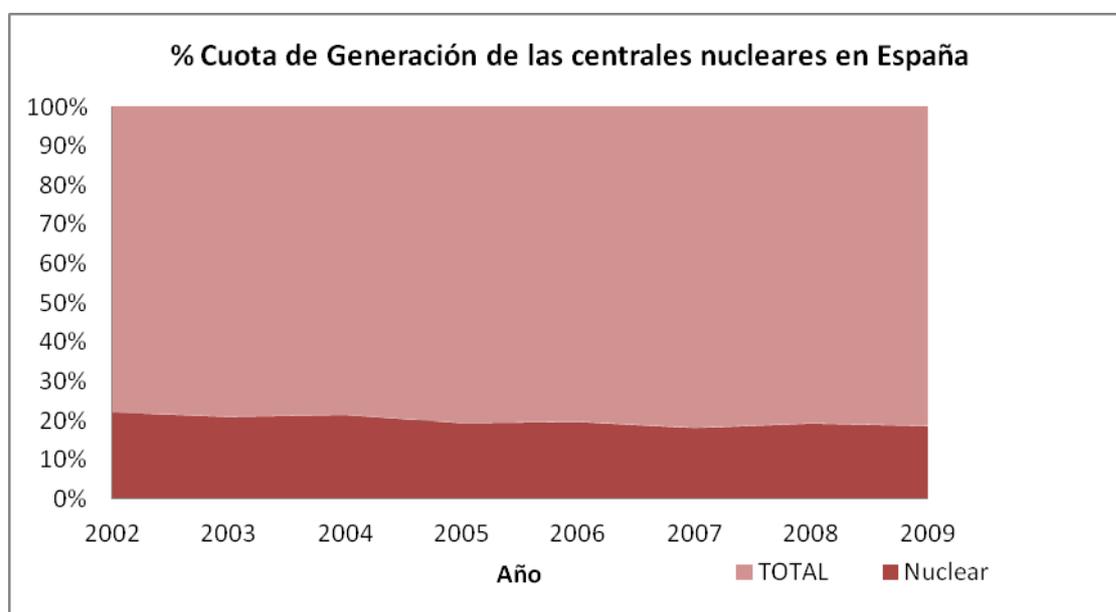


Figura 19.- Los energía generada con los centrales nucleares representa un 20% del total de energía generada, aunque la importancia de esta fuente de energía ha ido decreciendo paulatinamente.

Es difícil resumir con brevedad los argumentos de detractores y partidarios de la energía nuclear. Los primeros aducen varias características negativas: po-

tencial de riesgo catastrófico, excesiva centralización, cercanía a la industria militar de producción de armas atómicas y generación de residuos con una vida tóxica de millares de años.

En España, la energía nuclear ha tenido un crecimiento muy rápido, hasta la moratoria de 1984, luego la producción se ha mantenido constante.

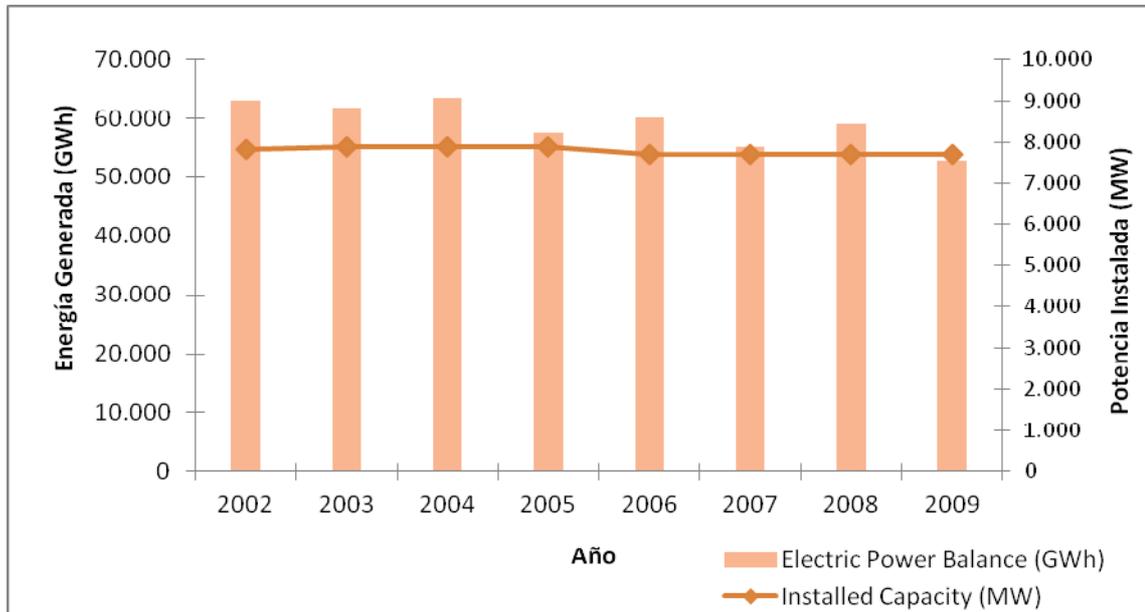


Figura 20.- La generación mediante plantas nucleares se ha mantenido constante a lo largo de los últimos años, así como la potencia instalada en España.

Los partidarios insisten en que los elevados niveles de seguridad en todas las partes del ciclo nuclear reducen prácticamente a cero la posibilidad de un accidente catastrófico, al menos en los países occidentales. Han recibido un inesperado apoyo de las iniciativas internacionales de lucha contra el efecto invernadero, pues las centrales nucleares no lanzan CO₂ a la atmósfera.

Lo cierto es que todos los países, España incluido, están iniciando un amplio debate acerca de los pros y los contras de la energía nuclear en el nuevo contexto creado por el protocolo de Kioto.

La energía nuclear no cumple los requisitos de la sostenibilidad, pues deja una pesada herencia de residuos radiactivos a las generaciones futuras. No obstante, es necesario aún convivir con ella mediante una mejora constante de los procedimientos de seguridad.

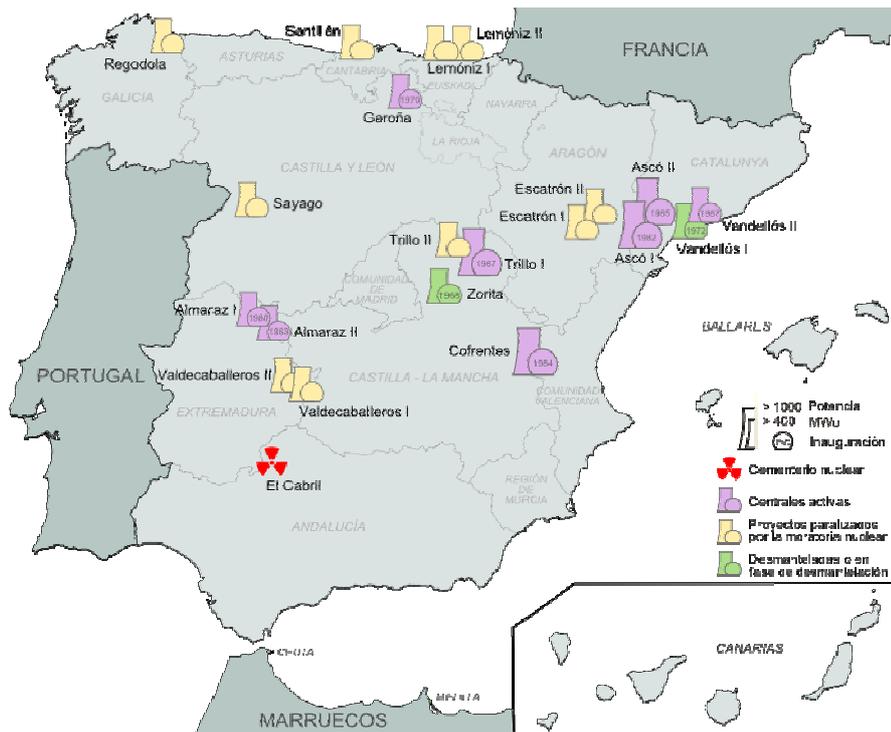


Figura 21.- Localización de las centrales nucleares en España. 10 proyectos nucleares han quedado paralizados después de la moratoria de 1984 y las plantas de Vandellós I y Zorita se encuentran ya desmanteladas.

3.2. Generación Renovable

Estas se pueden dividir en dos categorías: no contaminantes o limpias y contaminantes.

Las fuentes de energías no contaminantes son el viento (energía eólica), el calor de la Tierra (energía geotérmica), los ríos y corrientes de agua dulce (energía hidráulica), el sol (energía solar) y las olas (energía mareomotriz). La disponibilidad natural es prácticamente ilimitada en el tiempo. Además, la fuente en ella misma no tiene ningún coste económico, pero no así el coste económico, de las tecnologías que aprovechan la fuente de energía, cuyo coste puede ser elevado.

Estas están presentes en todo el territorio y en general pueden ser utilizadas con gran nivel de seguridad (con alguna excepción en las grandes centrales hidroeléctricas). También se pueden utilizar como instalaciones de pequeñas dimensiones que se adaptan bien a determinadas condiciones de uso y a una gestión descentralizada. Por contrario, las limitaciones son la baja intensidad y la intermitencia al largo de los días y las estaciones. Requieren además grandes superficies de captación, con lo que ocupan mucho espacio y exigen de material abundante de las instalaciones.

Las contaminantes se obtienen a partir de la materia orgánica o biomasa, y se pueden utilizar directamente como combustible (madera u otra materia vegetal

sólida), bien convertida en bioetanol o biogás mediante procesos de fermentación orgánica o en biodiesel.

3.2.1. Centrales Hidroeléctricas¹⁰

Además de ser un elemento vital para la existencia, el agua es la fuente de energía renovable más importante que, actualmente, acapara el 16,1% de la producción eléctrica mundial. Las ventajas de la energía hidráulica son: disponibilidad permanente, alto grado de eficiencia y capacidad de almacenar energía.

Las centrales hidroeléctricas son plantas generadoras de electricidad sin emisiones de CO₂. No obstante, la utilización de la energía hidráulica conlleva un impacto significativo sobre la naturaleza y el paisaje, sobre todo cuando se trata de plantas de grandes dimensiones: los extensos embalses ocupan grandes superficies de terreno y, al inundar amplias zonas, se liberan cantidades importantes de biogás.

Por otra parte, las plantas hidroeléctricas pequeñas se pueden diseñar perfectamente de tal forma que se reduzca notablemente el impacto medioambiental y se cumplan los requisitos más rigurosos como los que figuran establecidos en la Directiva Marco del Agua de la UE.

Las plantas hidroeléctricas requieren proyectos de construcción sofisticados, especialmente en términos de ingeniería hidráulica y la planta suele constar de los siguientes componentes (ver esquema en la Figura 22):

- Estructura de contención de aguas: presa, dique, aliviadero, vaciado del fondo, entrada con rejilla y compuerta de cierre, en centrales de pasada: escalera de peces, esclusa
- Conducto forzado con cámara de equilibrio (en tuberías de gran longitud)
- Central eléctrica: válvula de cierre, carcasa espiral, turbinas hidráulicas con generadores
- Electrotecnia: sistemas de control, transformadores, estación transformadora
- Tubo de aspiración/difusor para la reconducción del agua al río (aguas abajo).

A través de una estructura de contención de energía se retiene el agua embalsada al máximo nivel de energía potencial posible. Los conductos forzados llevan el agua a la caja espiral y a las turbinas. A continuación, el tubo de aspiración se encarga de derivar el agua al río o depósito inferior.

¹⁰ Tecnología para underwriter “38 Centrales hidroeléctricas” Münchener Rück, Munich Re Group

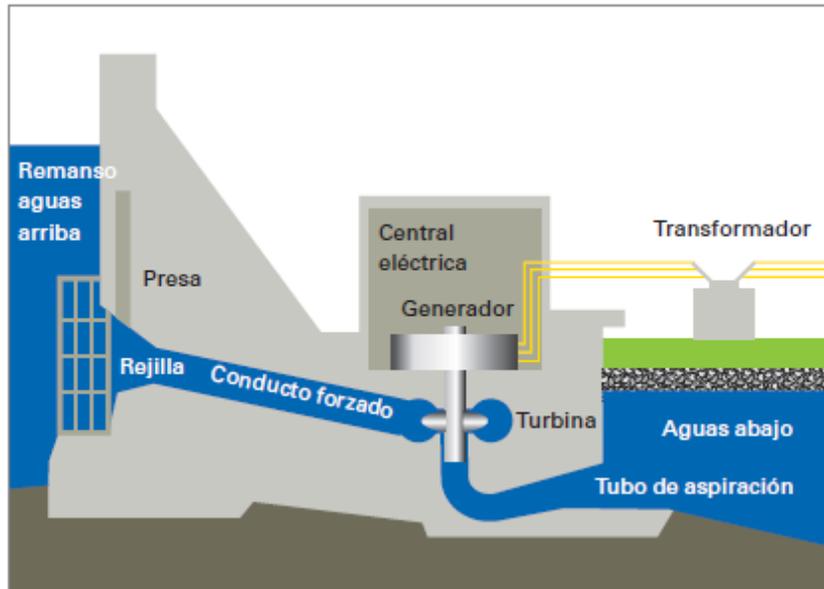


Figura 22.- Esquema de una central hidroeléctrica con presa.

A través de una estructura de contención de energía se retiene el agua embalsada al máximo nivel de energía potencial posible. Los conductos forzados llevan el agua a la caja espiral y a las turbinas. A continuación, el tubo de aspiración se encarga de derivar el agua al río o depósito inferior. Las turbinas son las encargadas de transformar la energía potencial y/o cinética del agua (dependiendo del tipo de central) en energía mecánica de rotación, para que después el generador acoplado al eje de la misma produzca la energía eléctrica.

No hay mejor o peor tipo de turbina, sino distinto ámbito de aplicación; dependiendo del flujo o caudal y del salto máximo podremos distinguir entre los siguientes tipos de turbinas, que son lo más utilizados:

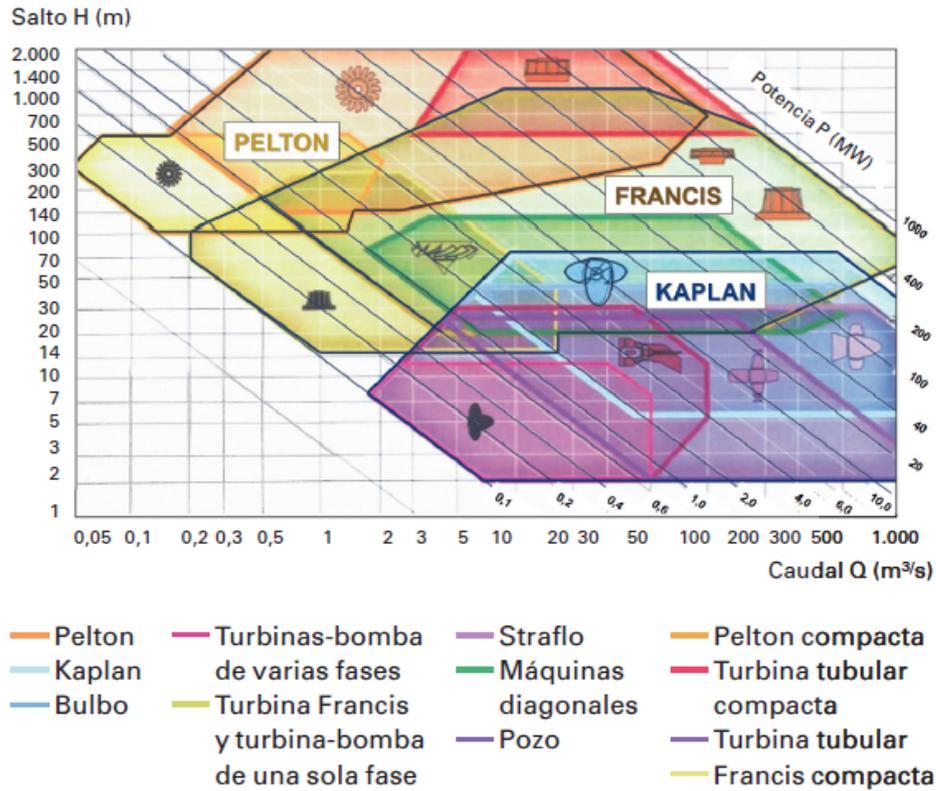


Figura 23.- **Ámbito de aplicación de las turbinas hidráulicas.**

Turbina Francis (Figura 24)

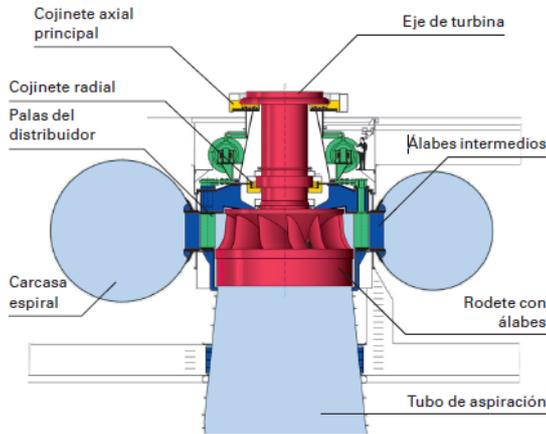


Figura 24.- **Esquema de una Turbina Francis. La turbina Francis tiene la ventaja de que se puede utilizar también como bomba. Si el generador es utilizado como motor, la turbina Francis se convierte en una turbina de bombeo.**

Hasta hoy en día, sigue siendo el tipo de turbina más comúnmente utilizado en las centrales hidroeléctricas. Se emplea esencialmente para saltos de agua y caudales medianos. Pero las turbinas Francis también se pueden diseñar para capacidades muy elevadas. Así, las turbinas hidráulicas más grandes del mundo con una potencia instalada de 700 MW por cada unidad (Itaipú en Brasil y las Cuatro Gargantas en China).

En estas turbinas el agua es dirigida hacia la cámara espiral y los álabes fijos / móviles canalizan el flujo de agua a los álabes inclinados del rodete, siendo la presión más fuerte en la entrada del rodete que en su salida. Las palas del distribuidor son móviles a fin de regular el caudal y así ajustar el rendimiento de la turbina según la demanda. Finalmente, el agua es conducida al embalse o depósito inferior a través de un tubo de aspiración inclinado.

Turbina Kaplan (Figura 25)

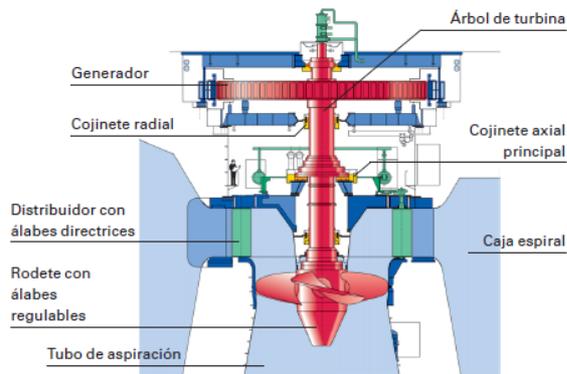


Figura 25.- Esquema de una turbina Kaplan. Estas turbinas son de la base de las bulbo o las Straflo (de inglés "straigh flow" = flujo rectilíneo).

El flujo del agua (que atraviesa la espiral, los álabes fijos y las palas del distribuidor) es idéntico al de las turbinas Francis. Sin embargo, las turbinas Kaplan son de flujo axial, de modo que el agua incide sobre los álabes del rodete (paralelos al eje de la turbina). La presión del agua va descendiendo desde la entrada en el rodete hasta la salida, donde el agua abandona la turbina a través de un tubo de aspiración.

La turbina Kaplan generalmente está posicionada verticalmente, y el agua fluye de arriba abajo. El libre movimiento de los álabes del rodete permite un ajuste del ángulo en función del flujo del agua y por consiguiente alcanza un elevado rendimiento, de más del 80%.

La turbina Kaplan generalmente está posicionada verticalmente, y el agua fluye de arriba abajo. El libre movimiento de los álabes del rodete permite un ajuste del ángulo en función del flujo del agua y por consiguiente alcanza un elevado rendimiento, de más del 80%.

Turbina Pelton (Figura 26)

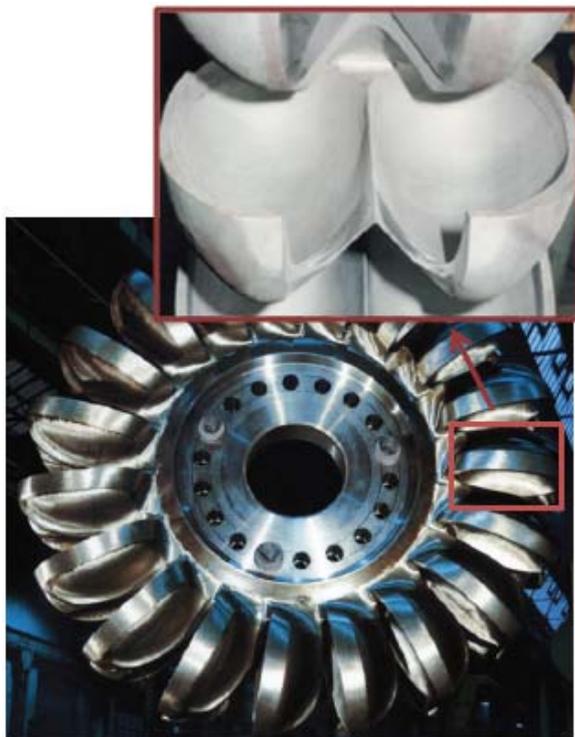


Figura 26.- Rodete de la turbina Pelton y detalle de la cuchara. Casi inexistente en España, actualmente la potencia límite está en 423 MW (Presa de Grande Dixence, central hidroeléctrica de Bieudron, Suiza).

La turbina Pelton, es una turbina de chorro libre, en la que el agua sale en forma de chorro a gran velocidad de una o varias toberas e inciden sobre los álabes del rodete. Todos los álabes (40 como máximo) están formados por dos cazoletas (cucharas partidas), donde tangencialmente, incide el chorro de agua libre. Desde el punto de vista técnico, la arista central constituye el verdadero punto crítico.

Esta turbina opera con un número muy elevado de rotaciones (hasta 3.000 r.p.m.) y rendimientos de 85-90%, también sin girar a plena carga.

En España hay más de 18.800 MW instalados en las que 20 centrales de más de 200 MW representan en conjunto el 50% de la potencia hidroeléctrica total instalada. En el otro extremo, existen centenares de

pequeñas instalaciones con potencias menores de 20 MW. De estos 18.800 MW, solo unos 2.200 MW (11% del total) están inscritos a régimen especial como minihidro, siendo densa la concentración de este tipo de central en las montañas del ángulo noroeste y en el Pirineo, donde empezaron a construirse desde principios del siglo XX para abastecer de energía a la industria catalana, como se puede observar en la Figura 27.



Figura 27.- El mapa representa las centrales mayores de 20 MW y se indica el nombre de las 10 centrales mayores de 300 MW.¹¹

La generación de las centrales hidroeléctricas siempre ha tenido un carácter destacado en el abanico de fuentes de energía en España, pero muy fluctuante dependiendo del recurso hídrico, como así podemos ver en la Figura 28 donde se observa un máximo en la generación con energía hidroeléctrica en el 2003, aportó un 18%, con más de 43.500 GWh producidos, pero, no obstante, dos años mas tarde en 2005 solo fue capaz de aportar unos 22.500 GWh para unos escaso 8% del total. Esta diferencia no se explica por la potencia instalada, es mas, la potencia instalada se ha mantenido constante al largo de los años, como se muestra en la Figura 29.

¹¹ UNESA [en línea]: <http://www.unesa.net/unesa/html/sabereinvestigar/mapas/centraleshidroelectricas.htm>

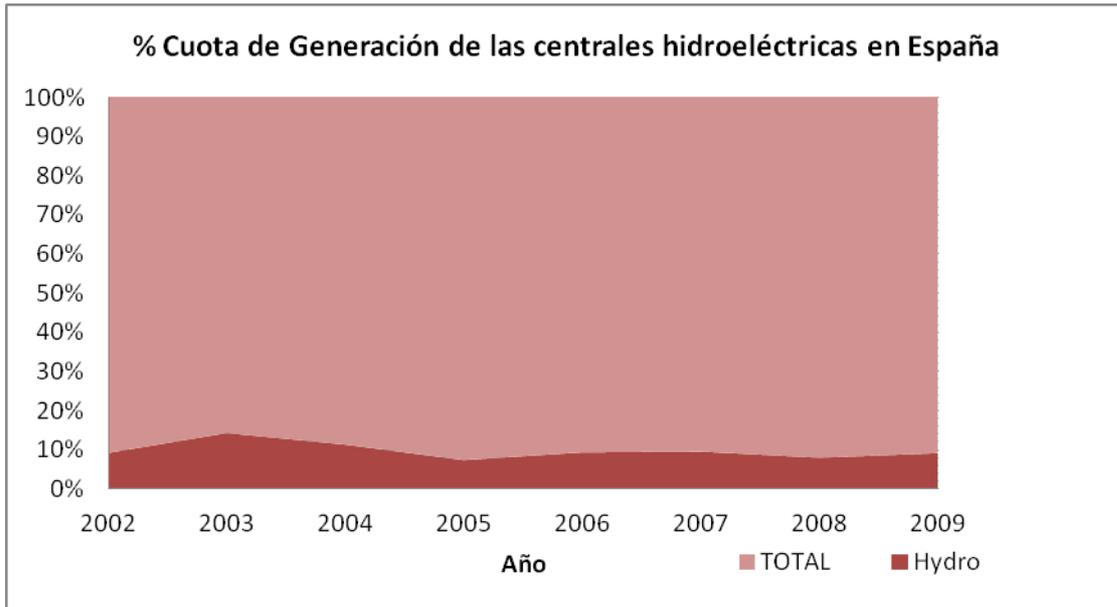


Figura 28.- Los energía generada con las centrales hidroeléctricas representa alrededor de un 10% del total de energía generada, aunque la importancia de esta fuente de energía ha ido decreciendo paulatinamente.

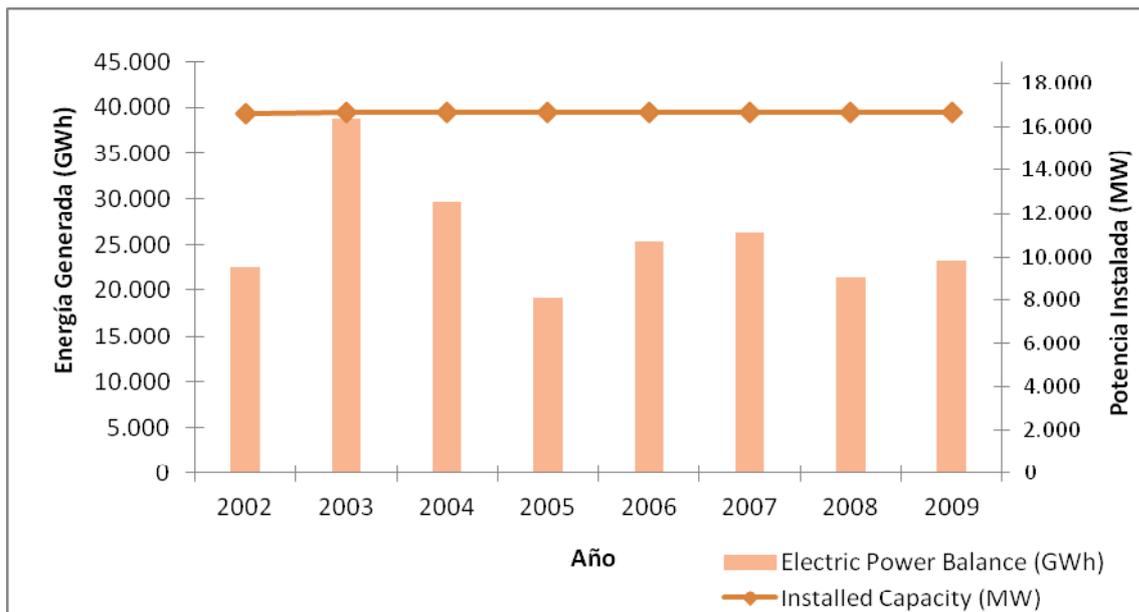


Figura 29.- La energía generada con las centrales hidroeléctricas fluctúa año tras año, mientras que la potencia instalada se ha mantenido constante estos últimos años.

La inversión a realizar, o los costes específicos de construcción por unidad de potencia instalada varían significativamente dependiendo del tipo de instalación. Así una central hidroeléctrica, con túneles subterráneos y presa puede llegar a más de 2.000 USD por kW de potencia instalada, mientras la inversión de una central hidroeléctrica de pasada, con un mínimo de obra civil no tiene que ser muy superior a los 1.000 USD por kW (ver Figura 30).

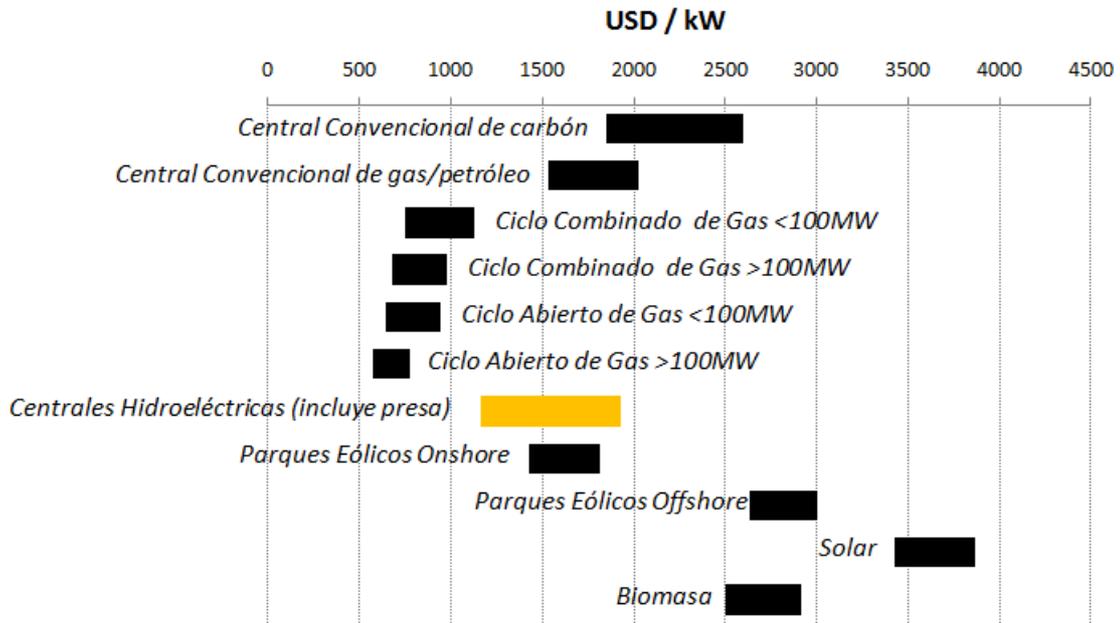


Figura 30.- El precio de construcción de una central hidroeléctrica es altamente dependiente de la inversión en obra civil a realizar.

Las compañías eléctricas con más activos hidráulicos son Iberdrola (con unos 8.800 MW instalados) y Endesa (con unos 4.800 MW), que a pesar de haberle vendido parte de sus activos a Acciona continúa siendo la segunda compañía eléctrica con más potencia instalada (ver Figura 31).

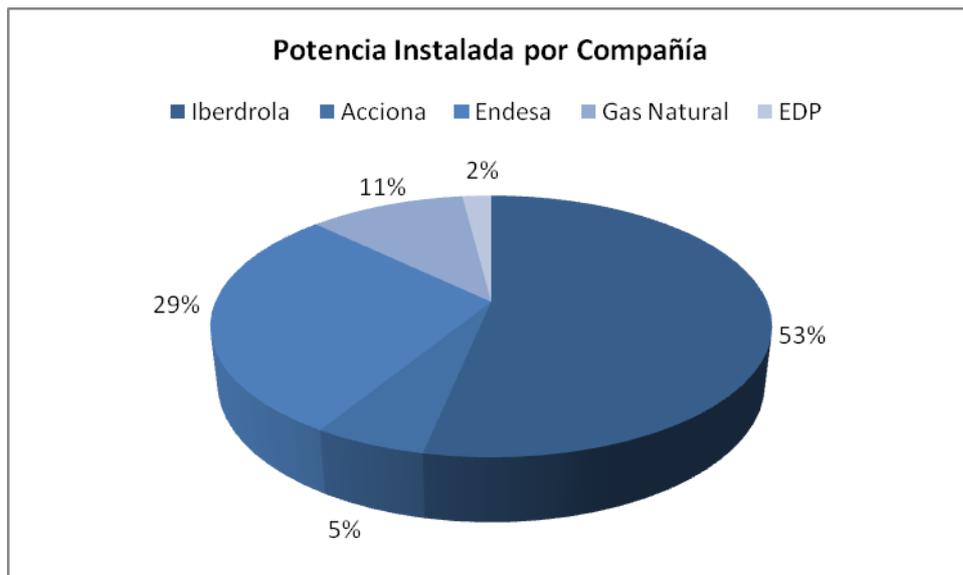


Figura 31.- Potencia hidráulica Instalada por compañía eléctrica a España en el 2010.

3.2.2. Parques eólicos¹²

La energía eólica ha alcanzado un importante grado de madurez y fiabilidad, y en algunos países, como es el caso español, supone una importante ración de la generación de electricidad (14% de la generación total y 18% de la potencia instalada), ver Figura 33 y Figura 34.

Los aerogeneradores o turbinas eólicas, Figura 32, son los encargados de producir electricidad y utilizan la fuerza natural del viento para mover un generador eléctrico.

Los avances tecnológicos en los últimos años han propiciado un incremento sostenido del tamaño de los aerogeneradores, pasando de 100 kW, que era el tamaño con el que se construyeron los primeros parques comerciales, a los más de 2.5 MW que en la actualidad se están montando con importantes avances en los sistemas de control y las tecnologías eléctricas que mejoran la calidad de la energía y su integración en el sistema eléctrico.¹³

Casi todos los aerogeneradores que producen electricidad constan de un rotor con palas o aspas que giran alrededor de un eje horizontal. Éste está unido a un conjunto de transmisión mecánica o multiplicadora y, finalmente, a un generador eléctrico, ubicados ambos en la barquilla suspendida en lo alto de la torre.

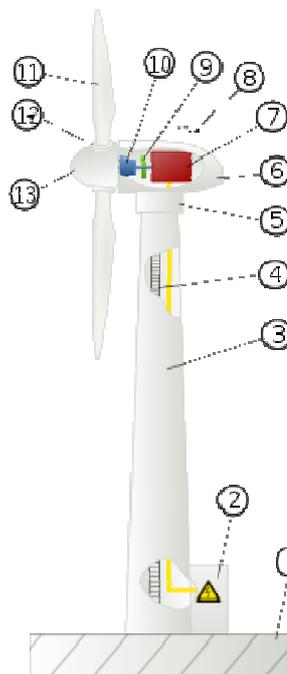


Figura 32.- Aerogenerador mostrando sus principales componentes: 1. Base de hormigón u otro material para la sujeción del aerogenerador. 2. Salida de la electricidad producida para su envío a la red eléctrica. 3. Torre del aerogenerador. Cuando mayor sea su altura más posibilidades existen de al-

¹² Gamesa Corporate Website

¹³ "La Energía de hoy y del mañana"

canzar vientos de mayor velocidad. 4. Escalera interior de acceso a la góndola y resto de componentes para su inspección y mantenimiento. 5. Sistema de orientación, según sople el viento. 6. Góndola donde se incluyen equipos del aerogenerador. 7. Generador, que es el produce la electricidad a partir de la energía mecánica de las palas. 8. Anemómetro para conocer la velocidad y dirección del viento en todo momento. 9. Freno de control del aerogenerador. 10. Caja de cambios. 11. Palas. Normalmente los aerogeneradores tienen tres palas. 12. Inclinación variable de la pala. 13. Rueda del rotor.

Los principales componentes de un aerogenerador son:

- rotores de hasta 90 metros de diámetro
- 3 palas en el rotor (casi todos ellos)
- palas fabricadas en fibra de vidrio con refuerzo de poliéster o epoxi
- funcionamiento con velocidades de rotor constantes o variables
- control de potencia automático según velocidad de viento, con parada a muy altas velocidades (seguridad mecánica): a través del ángulo de la pala (pitch) o de su propia aerodinámica (stall)
- utilización mayoritaria de multiplicadoras y, en algunos casos, de transmisión directa eje-generator
- orientación automática siguiendo la dirección variable del viento (sensores para monitorización)
- torres tubulares fabricadas en acero y generalmente pintadas de gris claro, con alturas de hasta 100 metros

La potencia de los aerogeneradores instalados en tierra va desde unos cientos de kilovatios hasta dos o incluso tres megavatios, siendo el diámetro de la turbina el parámetro crucial: a mayor longitud de pala, mayor área barrida y mayor energía producida. En estos momentos, la potencia media de las máquinas en curso de instalación se sitúa próxima a los 1.000 kilovatios, pero cada vez se instalan más máquinas de 2 MW e incluso mayor potencia.

La energía producida por un aerogenerador varía así en función del potencial propio del emplazamiento (función cúbica de la velocidad de viento), de la disponibilidad de la propia máquina (capacidad de operar en presencia de viento: típicamente por encima del 98%) y de la disposición de las máquinas en el parque (efecto estela: negativo de unas sobre otras).

España no es, por desgracia, líder mundial en muchos sectores de actividad. Pero lo es en energía eólica: tercer país en implantación y en fabricación de aerogeneradores; tres empresas españolas entre las cinco líderes mundiales en propiedad de activos y dos entre las primeras fabricantes de turbinas eólicas; casi 100.000 empleos directos e indirectos en la industria y una expansión internacional que viene siendo exitosa. Y todo ello en un sector que mueve anualmente miles de millones de euros y con enorme proyección de futuro. En plena crisis económica y financiera como la que ahora padecemos, resulta difícil hablar en estos términos, pero con la coyuntura actual no debemos hacernos olvidar que el camino iniciado tiene cimientos más que sólidos. Los logros

citados al principio no son casualidad, y tienen orígenes claros: un marco normativo que, con distintos gobiernos, ha venido favoreciendo el desarrollo de las energías renovables en España, y una iniciativa empresarial que se ha distinguido por su capacidad de anticipar el futuro, creando en torno a sí un tejido industrial pujante y competitivo.¹⁴

Así entonces, la producción en España a través de la Eólica ha incrementado espectacularmente los últimos años, y superó en varias ocasiones los anteriores máximos históricos de potencia instantánea, de energía horaria y de energía diaria.

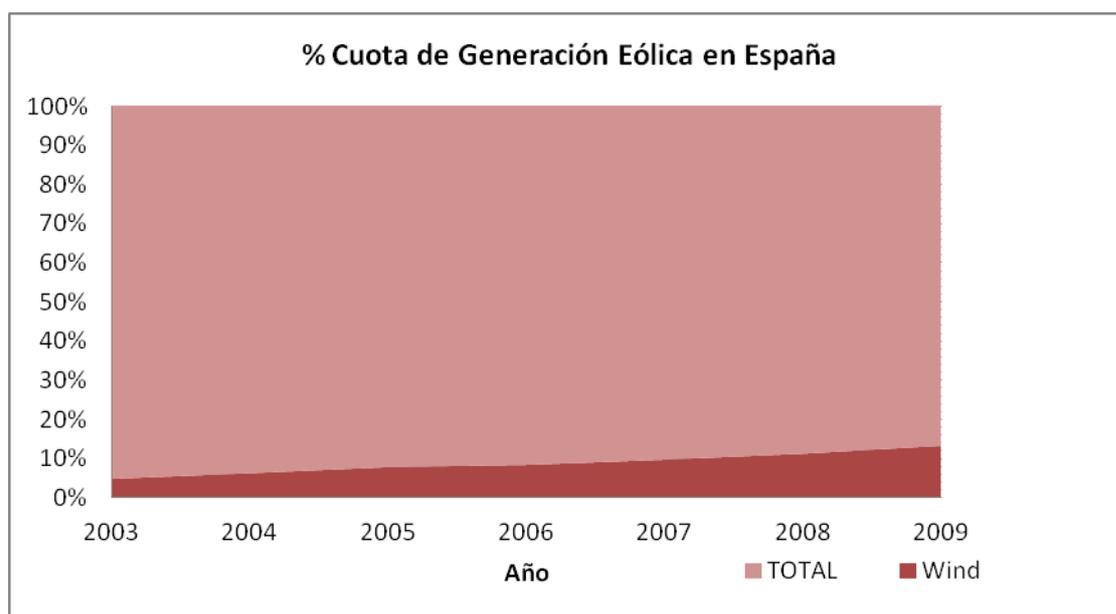


Figura 33.- Cuota de Generación Eólica en España.

El 8 de noviembre se registró el último récord de energía diaria con 251,543 MWh, una producción que permitió cubrir el 44.9 % de la demanda de ese día. Así mismo, en noviembre se produjo un máximo mensual de energía eólica que cubrió el 22.7% de la demanda de ese mes, superando por primera vez la aportación de la nuclear (un 19.5%). Sin embargo, la variabilidad que caracteriza esta energía ha dado lugar a situaciones extremas como la producida el mismo día 8 de noviembre (3.59 horas) en la que el 53.7% de la demanda fue cubierta con esta energía, mientras que el 27 de agosto a las 9.49 horas apenas cubrió el 1%.¹⁵

¹⁴ "La Experiencia Eólica, Una Oportunidad Para España", D. Antonio Ferreiro Viña, Acciona Energía

¹⁵ REE, [en línea]: www.ree.es

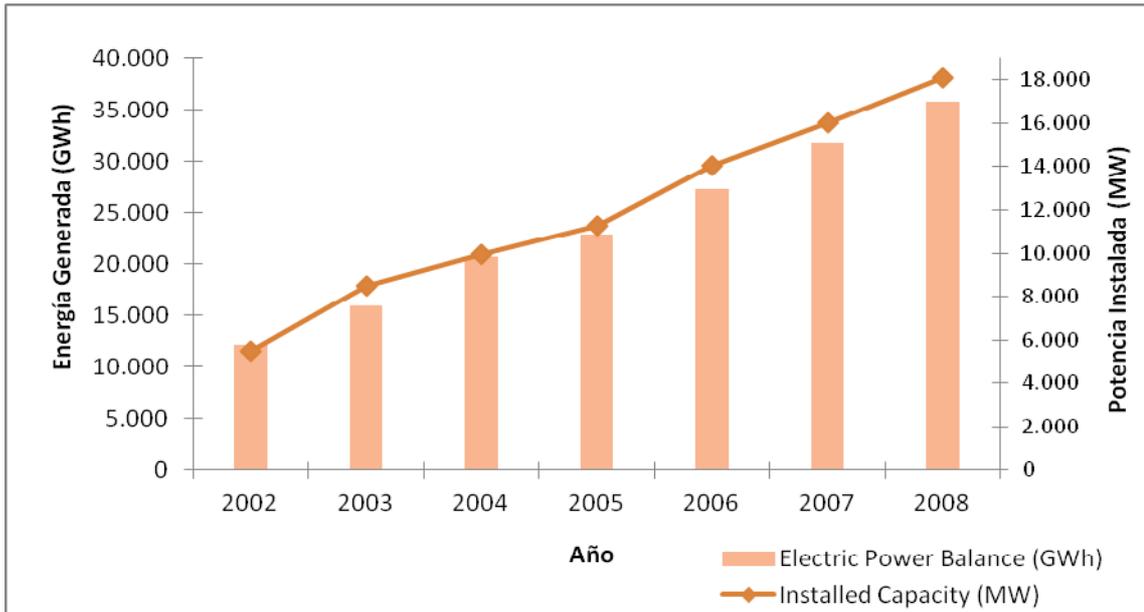


Figura 34.- Curva de Potencia instalada y energía generada.

La Figura 35 muestra los costes específicos de construcción de un parque eólico, que se sitúa alrededor de 1.3 millones de euros por megavatio instalado de potencia, aunque dependiendo del modelo, localización, acceso, etc. los precios pueden oscilar.

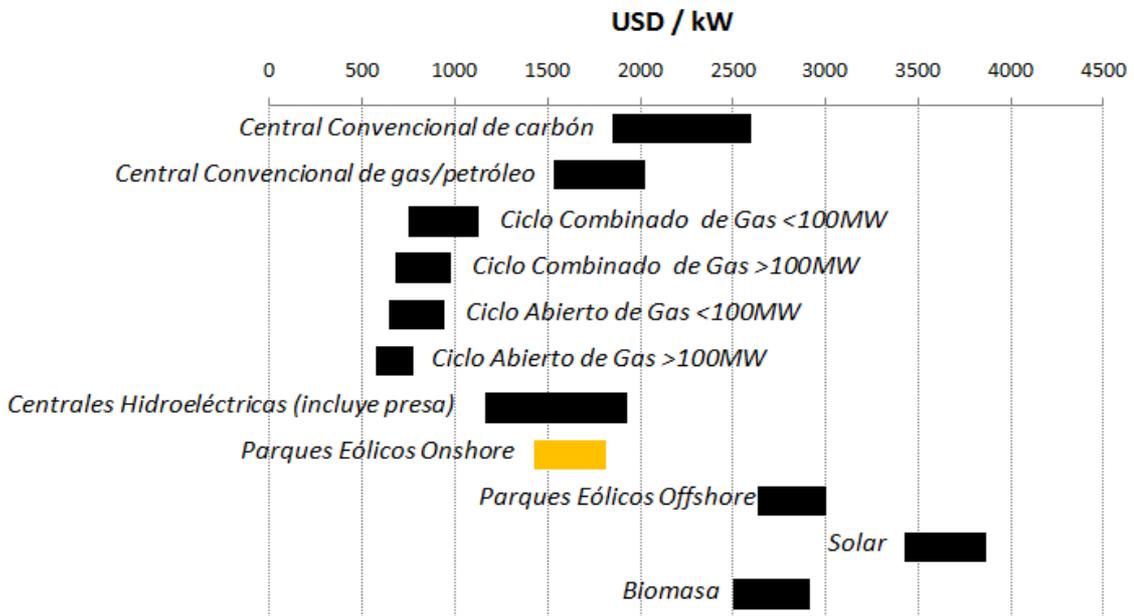


Figura 35.- Los costes específicos de construcción de los parques eólicos empieza a ser competitivo comparado con las energías convencionales.

Las siguientes gráficos muestran los principales jugadores en el sector eólica, no solo como operadores de plantas como muestra la, Figura 36 , sino también por producción de turbinas mundial, Figura 37. Como se desprende de los gráficos, España es un país con gran desarrollo de esta tecnología.

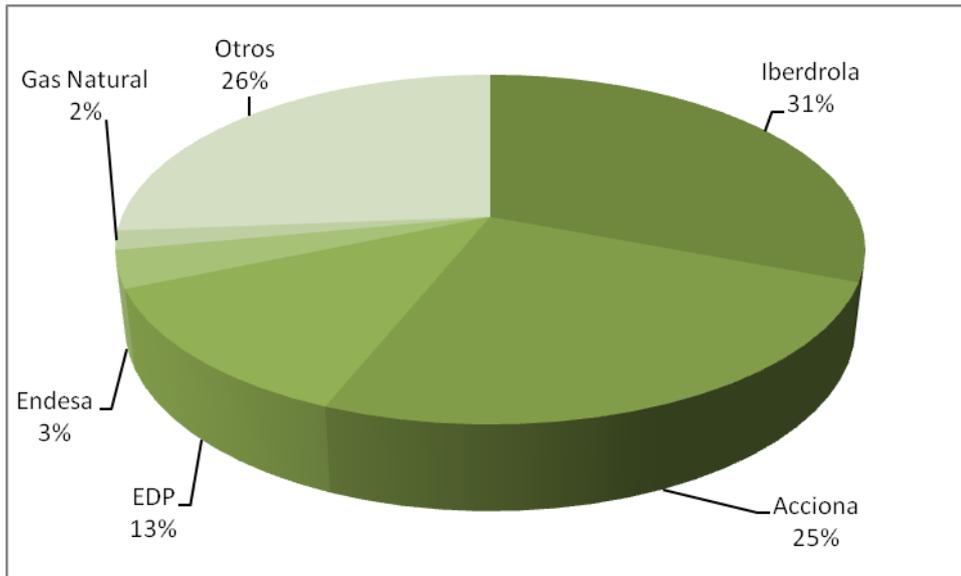


Figura 36.- Principales compañías con mas potencia instalada eólica instalada en España el 2009. Cabe mencionar que la mayoría de activos de eólicos de Acciona provienen del acuerdo con Enel para salir del accionariado de Endesa.

Top 10 Fabricantes de Turbinas eólicas (2009)

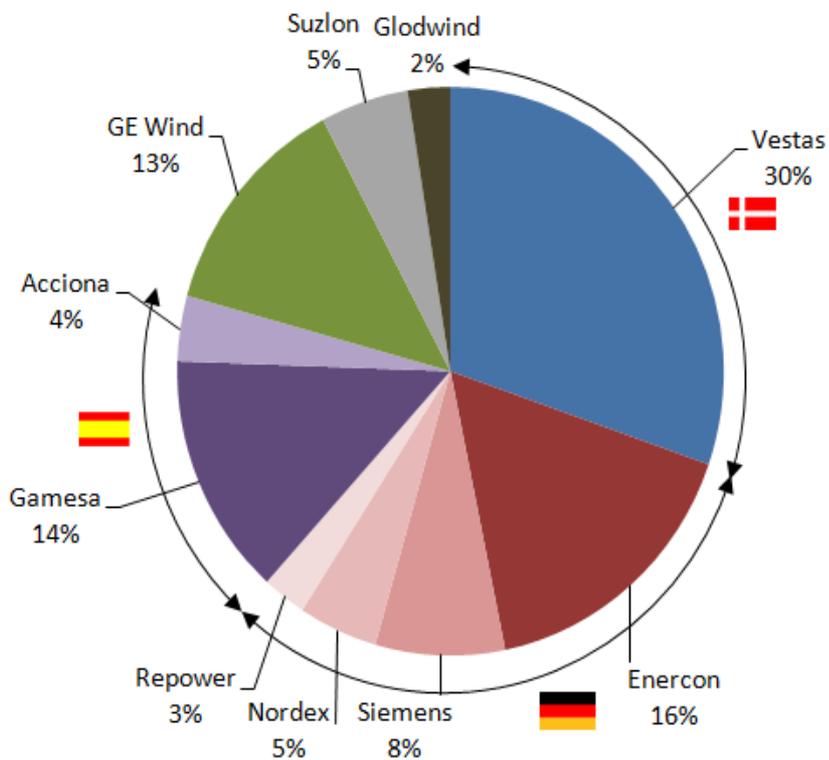


Figura 37.- Distribución mundial de productores de turbinas eólicas. España tiene dos de las 10 líderes en producción mundial de turbinas.

3.2.3. Parques fotovoltaicos

La energía fotovoltaica ha alcanzado también un importante grado de madurez, en 2008 en España se pusieron en marcha proyectos por una potencia total de 2.500 megavatios (MW), el 45% de los 5.500 MW instalados en todo el mundo ese año, llegando a una potencia instalada total de casi unos 4.000MW. Aunque, en 2009 sólo se pusieron en marcha 69 MW de potencia nueva, apenas un 0.9% de los 7.200 MW instalados en todo el mundo.¹⁶ Este descenso se explica por un cambio en la normativa, el Real Decreto 1.578/2008, que ha marcado unas nuevas reglas de juego, que limita la potencia fotovoltaica nueva y un sistema de reducción de las tarifas aplicable.

La energía solar fotovoltaica se basa en la captación de energía solar y su transformación en energía eléctrica por medio de módulos fotovoltaicos que son dispositivos formados por metales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ello, convirtiendo así la energía luminosa en energía eléctrica.

Están formados por células elaboradas a base de silicio puro, material semiconductor, con adición de impurezas de ciertos elementos químicos, siendo capaces de generar cada una de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 V. Las células se montan en serie sobre paneles o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado a las aplicaciones eléctricas; los paneles captan la energía solar transformándola directamente en eléctrica en forma de corriente continua, que se almacena en acumuladores, para que pueda ser utilizada fuera de las horas de luz. Los módulos fotovoltaicos admiten tanto radiación directa como difusa, pudiendo generar energía eléctrica incluso en días nublados.¹⁷

Los principales problemas de este tipo de energía es el elevado coste del silicio puro, material principal de los colectores fotovoltaicos, la necesidad de extensiones grandes de terreno o la dependencia con las condiciones climatológicas. Este último problema hace que sean necesarios sistemas de almacenamiento de energía para que la energía generada en un momento determinado pueda usarse cuando se solicite su consumo. Se están estudiando sistemas como el almacenamiento cinético, bombeo de agua a presas elevadas, almacenamiento químico, entre otros.



Figura 38.- Parque Fotovoltaico de Puertollano, puesto en funcionamiento a finales de 2009 es el mas grande construido hasta la fecha.

¹⁶ EPIA

¹⁷ www.miliarium.com

4. Desafíos y evolución prevista¹⁸

4.1. Fondo: Cambio Climático y Crisis del petróleo

La generación de energía eléctrica y el modelo energético actual en general se basa mayoritariamente en el consumo de combustibles fósiles. Este modelo está en entredicho debido al agotamiento de las reservas de combustible y el calentamiento global. Según la teoría de Pico de Hubbert el agotamiento de las reservas de petróleo y gas natural podría ser un hecho antes de que acabase el presente Siglo XXI. Por otro lado, cada vez son más los científicos y grupos de opinión que alertan sobre el comienzo de un período de calentamiento global asociado al incremento de emisiones de gases de efecto invernadero. Aun cuando todavía no hay acuerdo sobre la inminencia y el alcance de ambos problemas, existe un consenso generalizado sobre el hecho de que tarde o temprano, el ser humano deberá de dejar de utilizar los combustibles fósiles como su principal fuente de energía primaria y decantarse por fuentes más seguras, abundantes y menos dañinas para el medio ambiente.

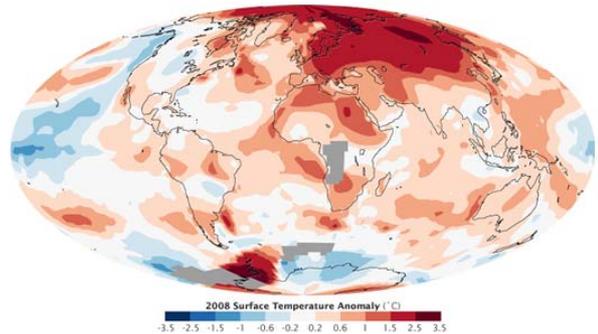


Figura 40.- Variación de la temperatura media a 2008. El calentamiento global dice de estar relacionado con los gases de efecto invernadero

En el presente se utilizan los combustibles fósiles para el 97% de la energía primaria que se consume en el mundo, 38% es carbón, 40% es petróleo y 19% es gas natural. Estas generan contaminación y no son renovables. Se estima que el petróleo durará 45 años más, el gas natural 65 y el carbón 230.¹⁹

En España, como hemos visto con anterioridad, la dependencia de los combustibles fósiles en la generación eléctrica va disminuyendo con el paso del tiempo y ganando peso la generación con energías de fuente de origen renovable, como se ve en la Figura 41, tanto en la potencia instalada como en la generación eléctrica. No así otras tecnologías, que aún teniendo la misma potencia instalada su consumo ha descendido notablemente, estas son las plantas térmicas que queman carbón y fuel, de los más de 82.000 y 30.000 GWh generados en 2002 se ha pasado a los 37.000 y 10.000 GWh del 2009 respectivamente, la diferencia se explica por la introducción tanto de los ciclos combinados y los parques eólicos.

¹⁸ La Tercera Crisis del Petróleo, Carmen Luisa (<http://www.monografias.com/trabajos63/tercera-crisis-mundial-petroleo/tercera-crisis-mundial-petroleo.shtml>)

¹⁹ Pensando en el Futuro Demandas de energía. Brian Gardiner 1995. España, Eldevives, pg 8-9

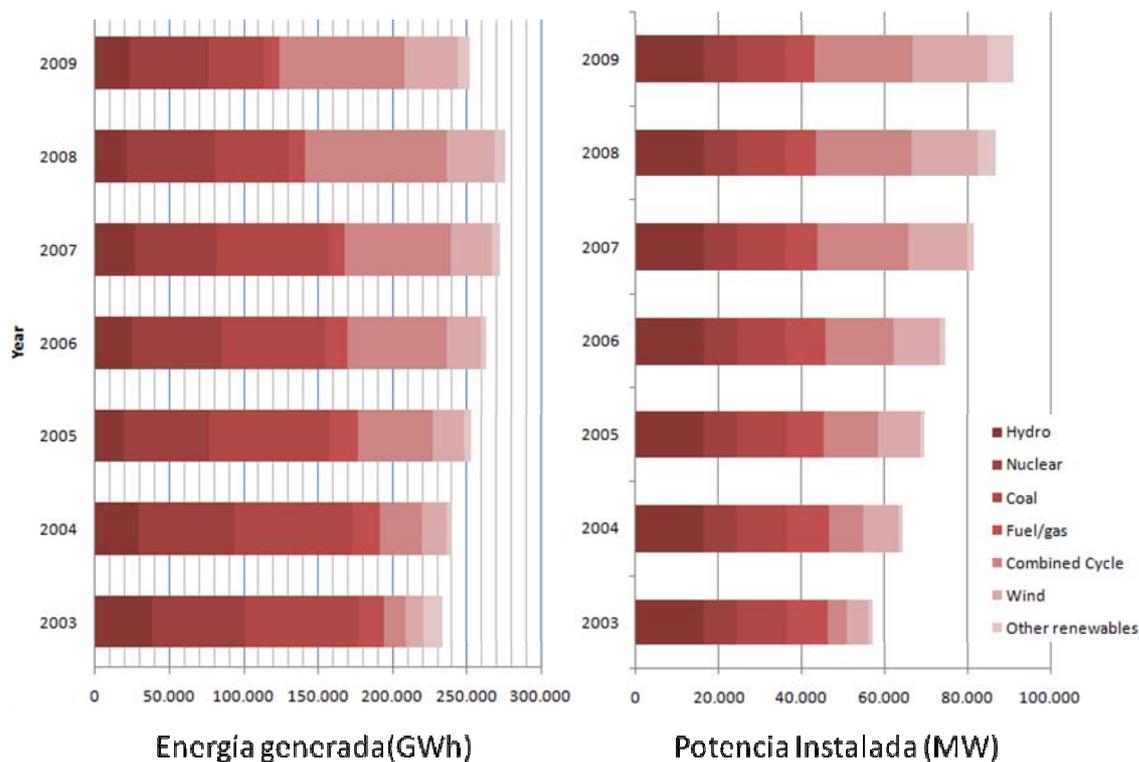


Figura 41.- Energía eléctrica generada anual (GWh) y potencia instalada (MW) en España por tipos de fuente primaria

4.2. Protocolo de Kioto²⁰

Los gobiernos acordaron en 1997 el Protocolo de Kioto del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC). El acuerdo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, sólo después de que 55 naciones que sumaban el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero lo ratificaron. En la actualidad 175 países lo han ratificado, aunque hay grandes ausencias como la de Estados Unidos o Australia.

El objetivo del Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Este es el único mecanismo internacional para empezar a hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos. Para ello contiene objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de 6 gases de efecto invernadero de origen humano: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

En 2005, todos los países que han ratificado el Protocolo de Kioto decidieron que éste debía seguir vigente más allá de 2012, cuando los actuales objetivos vencerían y con reducciones de emisiones mucho más ambiciosas. En diciembre de 2010 tubo lugar la Cumbre de Copenhague que no dio lugar a un tratado internacional vinculante sobre reducción mundial de emisiones de gases de efecto invernadero. El Acuerdo de Copenhague ha creado un marco en

²⁰ www.Greenpeace.com

el que las se controlo las promesas nacionales de bajas emisiones de carbono, aunque estos todavía no allanar el camino para el escenario de reducción de 2 °C, ver Figura 42, la cual describe el déficit e indica el incremento potencial de las emisiones globales que podrían llevar a un aumento de 3 ° C a 4 ° C para el año 2100.

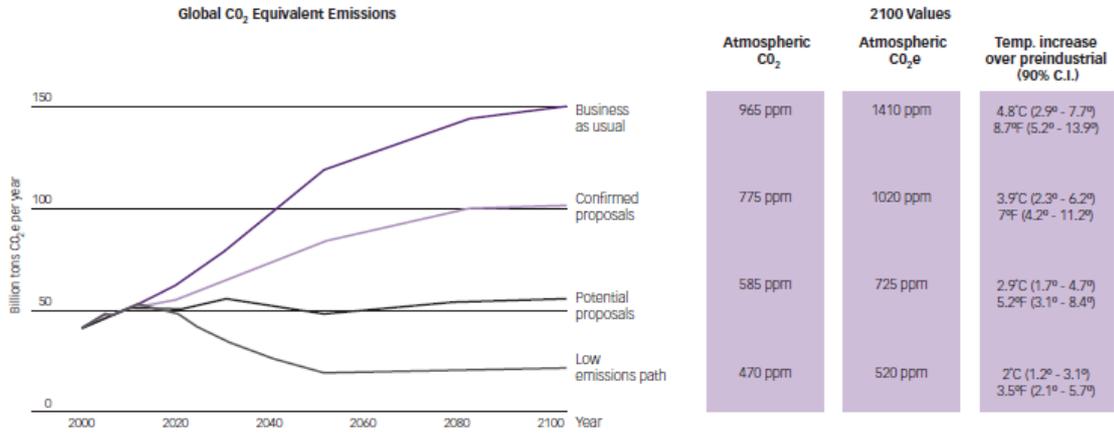


Figura 42.- Impacto del Acuerdo de Copenhagen en las emisiones²¹

El resultado es visto por muchos en el sector privado como una oportunidad perdida. Sin políticas nacionales claras y fuertes, no está claro si hay los cambios suficientes para la inversión en renovables a gran escala y el despliegue final.

Estos objetivos comprometían a reducir las emisiones totales medias de la Unión Europea durante el periodo 2008-2012 en un 8% respecto a las de 1990. No obstante a cada país se le otorgó un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales según el principio de “reparto de la carga”, de manera que dicho reparto se acordó tal como muestra en la Figura 43.

²¹ Climate Scoreboard, 2010

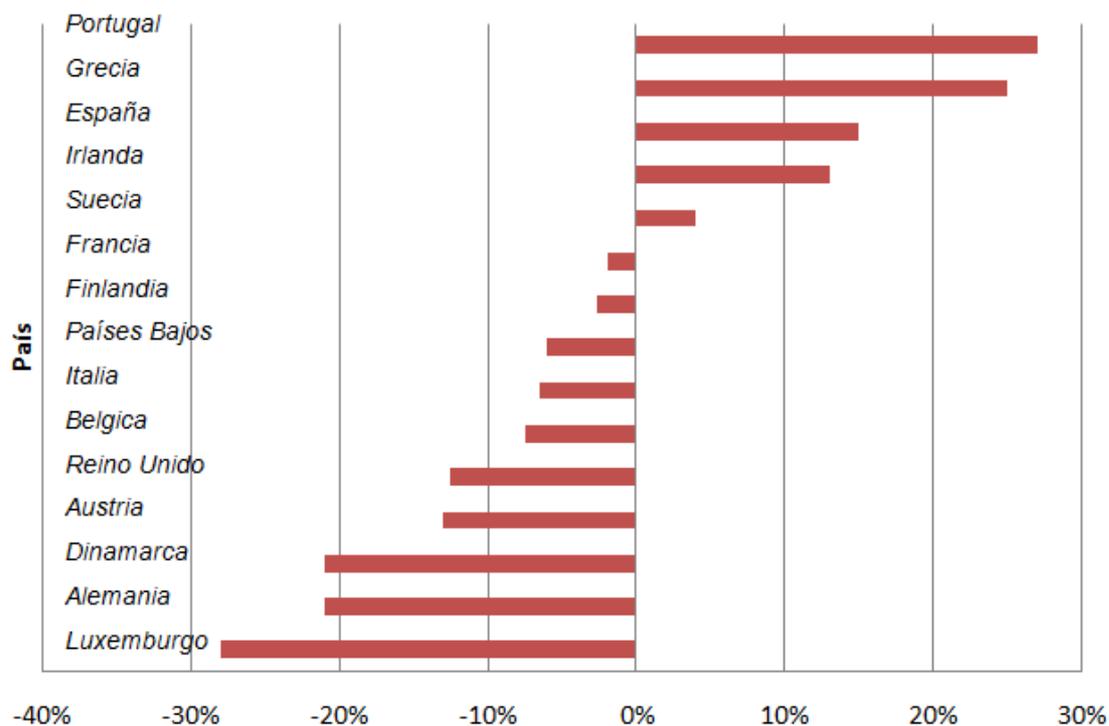


Figura 43.- Reparto de reducción de gases en los países de la Unión Europea.

Por su parte, España, que se comprometió a solo aumentar sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 115% respecto este año base (100% es la referencia y representa 289.8 millones de toneladas del índice PK – Protocolo de Kioto-), ha ido aumentando hasta presentar un pico en el año 2005-2007 con 151%, muy por encima de los objetivos previstos y a la cola de Europa, pero es a partir de entonces cuando se ha producido una disminución paulatina, hasta llegar al 128.5% que se sitúa al cierre de 2009, lo que supone un progreso muy importante respecto años anteriores.

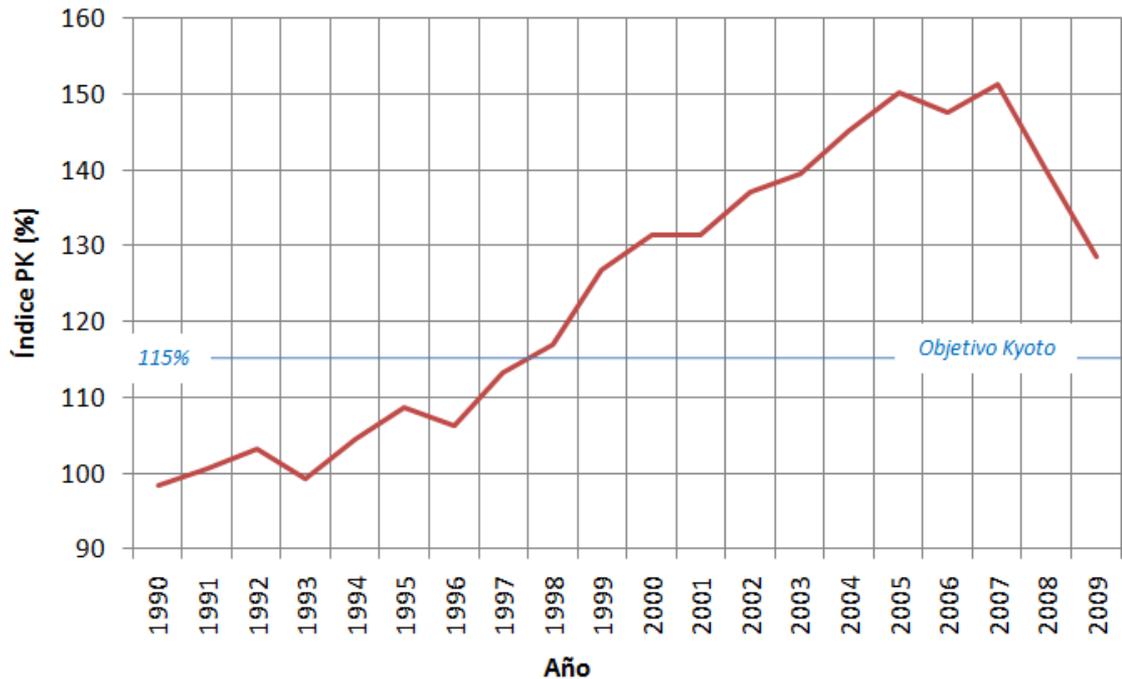


Figura 44.- Evolución del índice de emisiones GEI sobre el año base PK

Esta bajada tan importante viene impulsada por la reducción de GEI producción en el sistema eléctrico, que representa no menos del 25% (2009) del total, debido a un descenso muy significativo de las fuentes fósiles con diferencias marcadas según tipo de combustible:

- Carbón, el combustible con mayor ratio de emisión de CO₂ puro por unidad de energía, con un descenso del 24,3%;
- Petróleo, con un ratio intermedio de emisión de CO₂ puro por unidad de energía, con una caída del 6,6%; y
- Gas natural, combustible con menor ratio de emisión de CO₂ puro por unidad de energía, con un descenso del 10,6%.

El incremento notable este último año de las energías renovables (12%) contrasta el 10,6% de la energía nuclear (ambas contribución a las emisiones de CO₂).

Como se ha dicho con anterioridad, las obligaciones contraídas en el Protocolo de Kioto, España se ha comprometido a limitar las emisiones de CO₂ en el periodo 2008-2012 a un 15% más de las del año base, 1990. Pero estas emisiones podrían llegar a ser del 37% más que el año base, si al 15% mencionado le sumamos el 20% que se puede conseguir a través de los mecanismos flexibles y el 2% que se podría recuperar por sumideros. Esta nueva cifra resulta más realista de acuerdo con las necesidades actuales y el desarrollo reciente de la economía española.

Los instrumentos de actuación principales, además de las medidas domésticas para la reducción de emisiones, contempla la posibilidad de utilización de otros

instrumentos, los denominados mecanismos flexibles, que son: el Comercio de Emisiones, el Mecanismo de Aplicación Conjunta (AC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Estos dos últimos son mecanismos basados en proyectos, que suponen inversiones en países en desarrollo y de economías en transición que bien reducen las emisiones de gases con efecto invernadero o bien incrementan la absorción de los mismos a través de sumideros, y ello gracias a transferencias de tecnología limpia que, además, contribuyen al desarrollo sostenible de los países huéspedes. Realizado el cálculo sobre el año base de 1990, ese 20% que España debe adquirir en los mercados mediante el uso de los mecanismos flexibles supone más de 150 millones de toneladas de CO₂ para el total del periodo 2008-2012.

Aprovechando la posibilidad de utilizar los mencionados mecanismos flexibles, el MEH ha decidido canalizar recursos para cubrir aproximadamente 60 millones de toneladas de CO₂ mediante la participación en los Fondos de Carbono en Instituciones Financieras Multilaterales (IFM). De este modo, se está cubriendo en buena medida lo previsto en el Plan Nacional de Asignación para la utilización de los mecanismos flexibles.

4.3. Los Fondos del Carbono

Estos Fondos se dirigen a financiar la compra de emisiones de proyectos que contribuyan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en países en vías de desarrollo y en economías en transición.

Los Fondos de Carbono pueden ser de origen público o privado o ambos, de participación exclusiva o multiparticipados.

España, como la mayoría de los países desarrollados signatarios del Protocolo de Kioto, con obligación de reducir y limitar sus emisiones de gases de efecto invernadero, participa y ha constituido fondos específicos para la adquisición de derechos de emisiones. Como participante de estos Fondos, España obtendrá las ganancias en términos de Reducciones de Emisiones conseguidas con estos proyectos una vez verificadas y certificadas de acuerdo con el Protocolo de Kioto.

Tabla 8.- Fondos de Carbono en los que participa España (participación pública)

Fondos multidonante (varios países)

- Fondo Multilateral de Créditos de Carbono (MCCF, sus siglas en inglés)
- Fondo de Carbono para el Desarrollo de las Comunidades (CDCF)
- Fondo de BioCarbono (BioCF)
- Fondo de Carbono Asia Pacífico (APCF)

Fondos Españoles

- El Fondo Español de Carbono (FEC)
- La Iniciativa Iberoamericana de Carbono (IIC)
- Fondo SECCI y otras iniciativas complementarias

4.4. Cambio verde

Debido a los puntos anteriormente mencionados, la eólica y las otras fuentes renovables de energía han ido adquiriendo notoriedad en los últimos años en el mundo, especialmente en Europa y también en España (Figura 45). En este sentido, en 2007, las energías renovables ya supusieron el 8,5% del consumo energético en Europa (UE-25) y por no menos de 18% a nivel mundial.²² La mayor parte de esta energía es producida por centrales hidroeléctricas y de biomasa.

A medida que el debate sobre la política climática progresa, los países del G8 están planeando reducir las emisiones mundiales de CO₂ en 2050 al 50% del nivel de 1990. Ya en 2007, la Unión Europea (UE-27) se había comprometido ya a

reducir las emisiones de CO₂ en un 20% del nivel de 1990, para aumentar la eficiencia energética en un 20% y aumentar la cuota de las energías renovables al 20% en 2020. Este objetivo se formula en términos aún más ambiciosos en el Cuarto Informe de Evaluación del IPCC (2007): en 2030, fuentes de energía renovables para abastecer el 30% de la electricidad mundial.

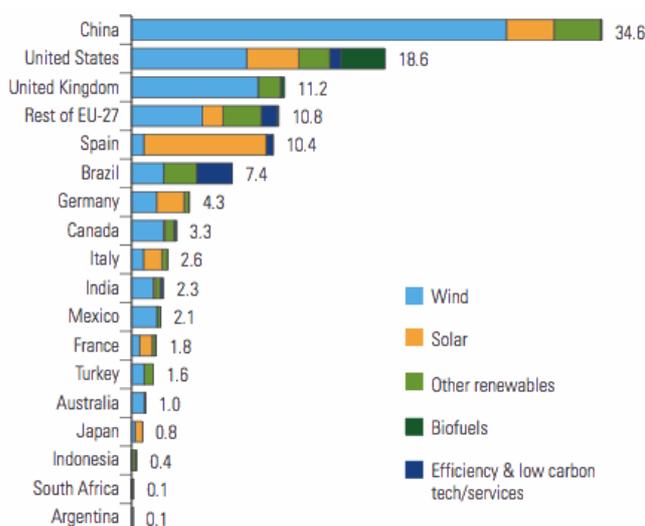


Figura 45.- Inversión por sector renovable en el mundo en el 2009 (valores en millones de dólares).

²² REN21

A pesar de las medidas aplicadas por algunos países para proteger el clima la inversión varían considerablemente dependiendo del marco político, ver Figura 45, aunque todos comparten los mismos objetivos: reducir las emisiones con una transición gradual hacia fuentes renovables de energía primaria, a utilizar las nuevas tecnologías para el suministro de energía y hacer más eficiente el uso de la energía.

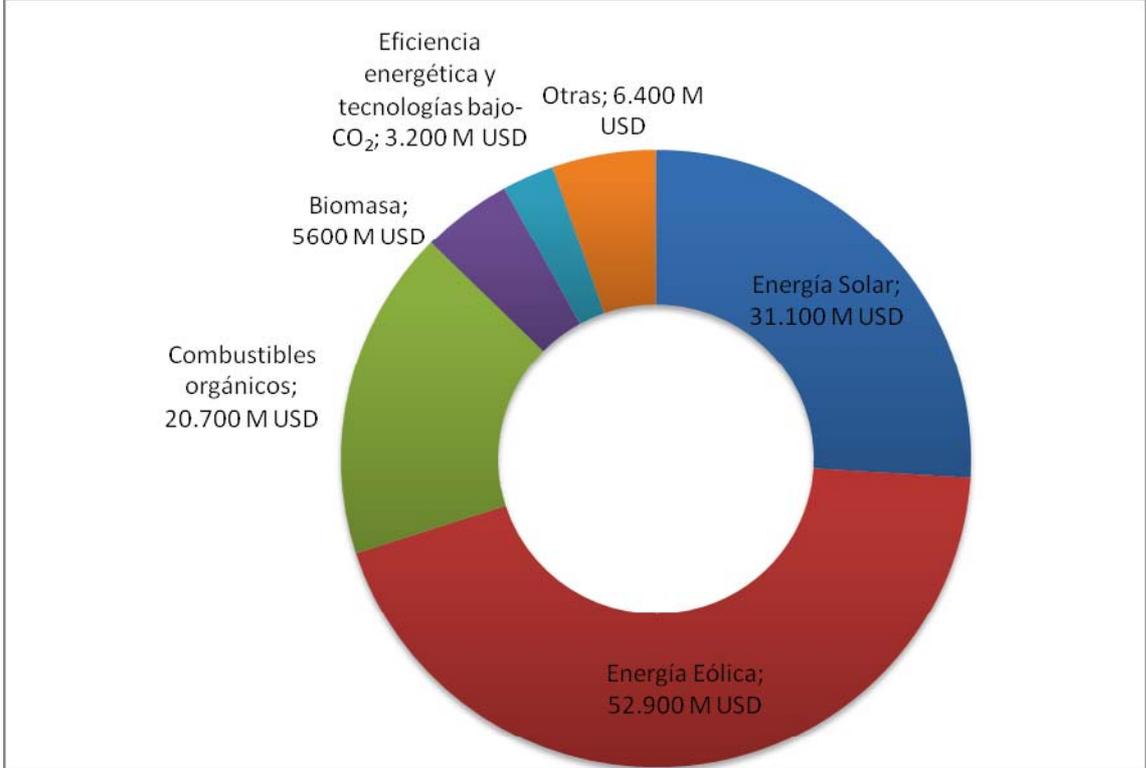


Figura 46.- Inversión mundial en energías de fuentes renovables y eficiencia energética en 2008. (Total: US\$ 120 bn, Source: New Eenergy Finance 2009)

La fuente renovable con una inversión mayor en el 2008 fue la energía eólica con más del 44% del total de los 120.000 millones de dólares, como muestra la Figura 46, seguido por la solar con 31,000 millones de dólares de inversión, donde España tiene una posición líder.

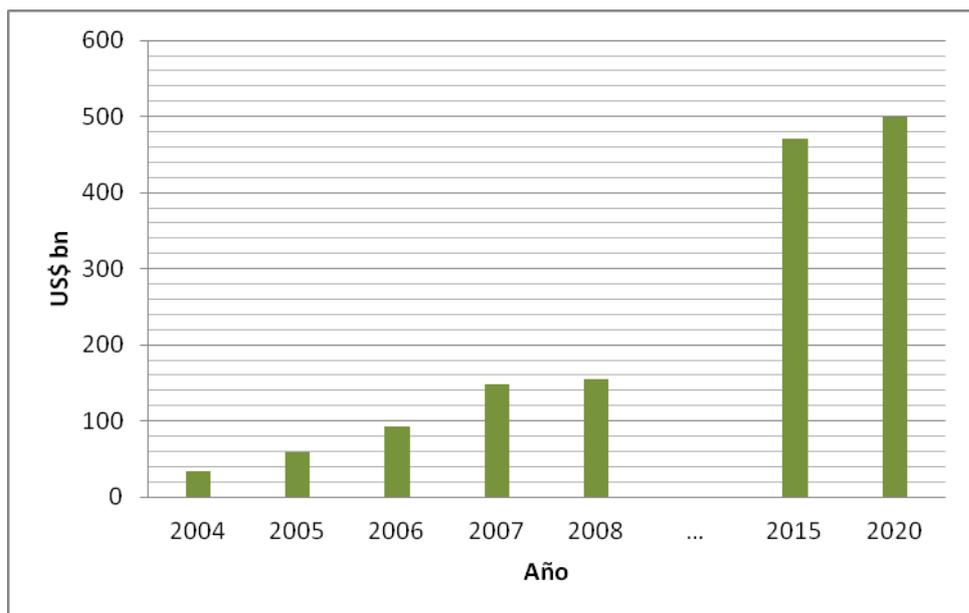


Figura 47.- Evolución (y previsión) en la inversión mundial en energías renovables y eficiencia energética.

No obstante, existen diversas opciones de generación eléctrica ajenas a los combustibles fósiles, algunas de las cuales hemos visto ya con anterioridad las cuales ya son de aplicación comercial y con un alto grado de madurez, que podrían mitigar la dependencia que la sociedad moderna tiene de estos recursos escasos y contaminantes. Aunque algunas de estas opciones ya están disponibles hay otras que solo son meras hipótesis generando cada una distintos y enfrentados puntos de vista sobre sus supuestas ventajas e inconvenientes, pero con unas inversiones previstas como muestra la Figura 47 y las previsiones de reducción de costes de las mismas Figura 48.

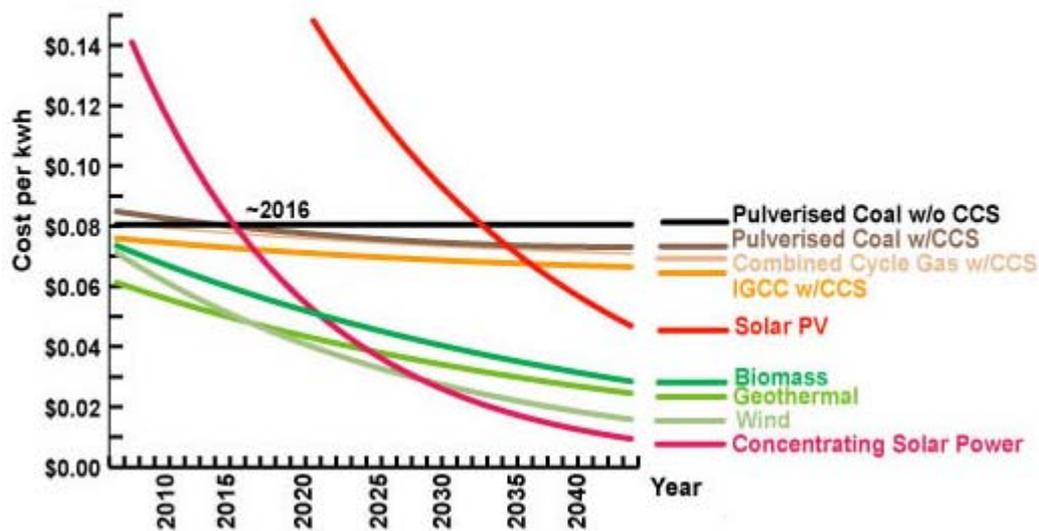


Figura 48.- Previsión de costes comparativos de las energías del carbón con las renovables (Fuente: Desertec Foundation, Australia)²³

En los próximos apartados se verá dos opciones de generación eléctrica ajena a los combustibles fósiles que han pasado de ser meras hipótesis a plantas totalmente viables. Estas son la termosolar y la eólica marina y esta última se comparará con la eólica terrestre. También se verá, otra solución, que es la captura y almacenamiento de CO₂.

Estas y no otras, son de relevancia desde el punto de vista del autor (y serán el eje vertebral del análisis de riesgos del siguiente apartado), ya que la termosolar es España el país líder en esta tecnología desde todos los puntos de vista en los que se puede ser líder (empresas, inversión, etc). En cambio en la segunda, España no parece que vaya a ser ni líder ni promotor, pero si parece que va a serlo la tecnología, con un potencial de varios centenares de gigavatios, la eólica offshore se postula como la gran planta energética del futuro. Finalmente la tercera, la captura de CO₂, es mera hipótesis con muchos interrogantes, algunos de los cuales se plantearán en este documento.

4.5. Eólica onshore

Desde la primera gran expansión de la industria eólica en la década de 1980, las turbinas han estado siempre en un constante desarrollo tanto en su eficiencia como en su carga. Este conocimiento adquirido que ha mejorado enormemente el diseño y operación de los aerogeneradores y parques eólicos individuales. Este potencial de aplicar este conocimiento para repotenciar las unidades iniciales más pequeñas y envejecidas está siendo estudiado e investigado en muchos países. En algunos países, los estudios indican que hasta un 90% de los parques eólicos pueden ser repotenciados. Repotenciar permite una

²³ <http://www.desertec-australia.org/content/twf-1-intro.html>

mayor potencia sin desarrollar nuevos sitios (mientras que algunos países todavía tienen un amplio espacio para nuevos parques eólicos, en los países europeos, la falta de espacio es un problema grave).

Independientemente de la repotenciación, sin duda alguna, la eólica onshore juega y jugará un papel preferente en el cambio verde, de alta madurez tecnológica, la eólica es viable económicamente ya a día de hoy con o sin políticas de apoyo (teniendo en cuenta que la generalización que utiliza combustible fósil no internaliza sus costes ambientales).

Aunque ha tenido y tiene aún que soportar críticas como las que aseguran que la producción eléctrica por este medio es cara. Esta tecnología cuenta con apoyo gubernamental, pero todas las energías convencionales han dispuesto de cuantiosos apoyos durante los años y siguen gozando de ellos en la medida en que los poderes públicos lo consideren necesario. Entonces tiene todo el sentido que las energías renovables dispongan ahora de estas ayudas.

Importantes sectores de opinión, hasta ahora reticentes a considerar la eólica como una opción energética, empiezan a tomársela en serio.

Finalmente se enumera en la Figura 49 los retos o necesidades tecnológicas de futuro de esta tecnología para aún si cabe sea más competitiva.

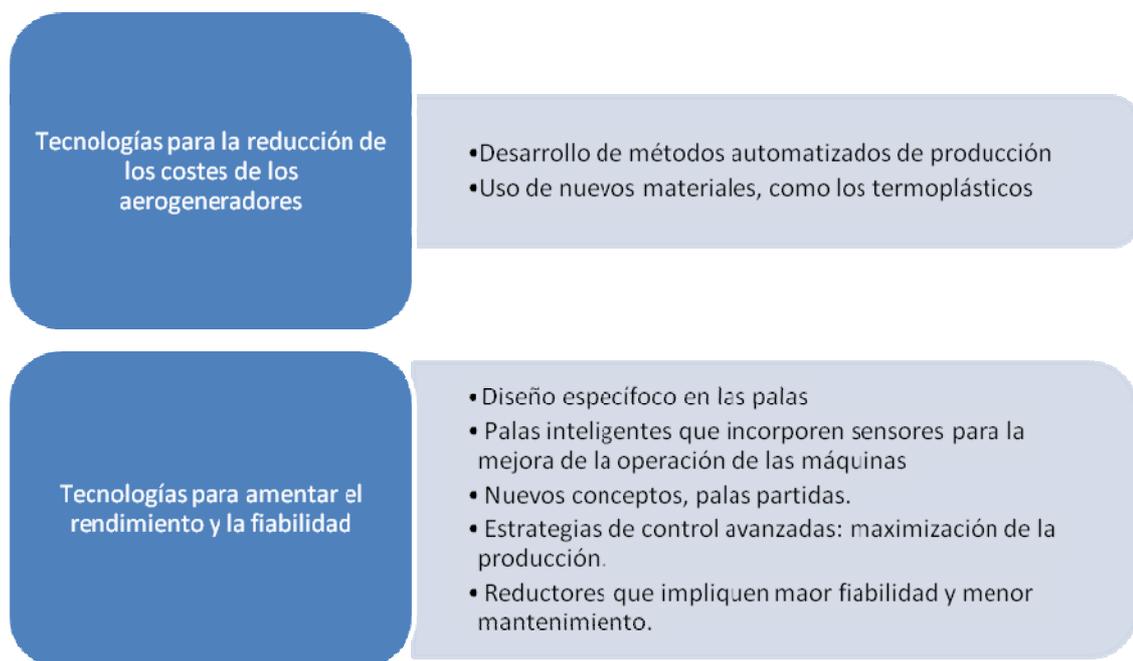


Figura 49.- Necesidades tecnológicas de los aerogeneradores²⁴

Solo un apunte en relación al método constructivo, dónde se trata de reducir costes y ya se han hecho pruebas de montar aerogeneradores con helicópteros.

²⁴ "La Energía de hoy y del mañana", Fundación Mapfre, 2008

4.5.1. Parques eólicos offshore^{25,26}

Los parques eólicos situados en el mar, conocidos internacionalmente como offshore, son una forma cada vez más utilizada de aprovechar la energía renovable del viento y cuya diferencia en respecto a los parques eólicos onshore es que los aerogeneradores se ubican mar adentro, esto conlleva unos costes de instalación muy superior al de las zonas terrestres, pero también su vida útil es mayor.

Figura 50.- Parque eólico de Lillgrund, propiedad del operador sueco Vattenfall, compuesto por 48 aerogeneradores y una subestación en alta mar,

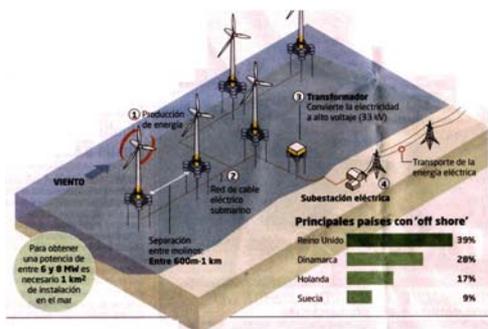


Figura 51.- Funcionamiento y distribución de un parque eólico offshore a una distancia entre 2 y 60 km de la costa.

La ingeniería de los parques eólicos offshore puede llegar a ser muy compleja dependiendo del emplazamiento y comprende en gran medida los siguientes aspectos:

Caracterización del emplazamiento

Torres de medición para el estudio del recurso eólico, un barco es el encargado de hacer el estudio batimétrico y geológico así como prospecciones del terreno para obtener información del suelo, de las olas, de las mareas y de los fondos marinos es requerido para poder .

Construcción del parque eólico offshore

La construcción comprende varias fases, cada uno de los cuales requiere de un gran desarrollo tecnológico, las fases de la construcción incluyen:

- *Acondicionamiento del puerto*

La Figura 52 muestra un puerto acondicionado para el posterior montaje del parque eólico marino. Este tiene que ser de unas características determinadas

²⁵ "Energía Eólica Marina" Fundació Gas Natural, Corporación Eólica

²⁶ "Energía Eólica Marina" Vestas Eólica S.A.U

con un espacio disponible no menor de 45.000 m², un embarcadero con un mínimo de 150 m y 6 m de profundidad.



Figura 52.- Puerto acondicionado para el montaje de un parque eólico offshore (Vestas).

Los trabajos a realizar onshore comprende la preparación de las góndolas (o nacelles) para su instalación, configuración Bunny ears (góndola y las tres álabes ya acopladas) y/o preparación del montaje individual de los álabes y montaje de las torres.

- *Obra civil (Cimentaciones / anclajes)*

Las cimentaciones bajo el nivel del mar es complicada y la dificultad va creciendo exponencialmente con la profundidad. La elección y diseño del tipo de cimentación y anclaje es un punto básico en el parque eólico y depende en gran medida de la profundidad pero también del oleaje, movimientos del fondo marino, geomorfología, corrientes marinas, acciones sísmicas y la geotecnia. Se tiene que tener en cuenta que el coste de las cimentaciones/anclajes puede llegar a representar el mismo que el coste de los aerogeneradores. Es por eso en que los máximos esfuerzos se centran en la investigación de estas y la manera de reducir sus costes.



Figura 53.- Distinto tipo de cimentaciones utilizadas para los parques eólicos offshore. De izquierda a derecha: El monopilote, jackets, trípodes y multipilotes.

El tipo de cimentación que se está instalando depende de la profundidad de las aguas en las que se está instalando, Figura 53, así la mas sencilla que se instala, a unos 10 metros de profundidad, es el monopilote, un cilindro que se cla-

va en el fondo del mar y sustenta la torre. La parte enterrada suma ‘unos 20 ó 30 metros a la torre’.

Entre 10 y 30 metros de profundidad, el sistema de cimentación elegido suele ser el de gravedad, que supone que la torre se sustenta sobre una plataforma anclada al suelo. A partir de los 30 metros, todo se complica mucho más y los instaladores suelen utilizar una base que llaman de trípode o de celosía, porque implica añadir tres o cuatro patas a la torre para que esté más segura. La profundidad mayor a la que hay montado un parque ahora mismo es a 45 metros, aunque como veremos mas adelante, uno de los retos del futuro es hacer los parques eólicos flotantes.

- *Instalación de las torres y Montaje “Bunny Ears”*

Una vez montadas las cimentaciones se procede a la instalación de las torres, góndolas y álabes, el rotor y álabes se pueden montar onshore, comúnmente llamado configuración “bunny ear” (imagen de la derecha en la Figura 54).



Figura 54.- Diferentes partes del proceso de instalación de las torres, góndolas y álabes (Areba Corporate Website).

- *Tendido de cables, SET y conexión eléctrica*

La evacuación eléctrica puede representar un 25% del coste total de la instalación. Incluye la instalación transformadora offshore para elevar la tensión, el tendido de cables entre aerogeneradores y hasta la costa.



Figura 55.- Diferentes partes del proceso de tendido de cable eléctrico.

En la actualidad los parques offshore se sitúan en aguas poco profundas, alejados de las rutas marinas comerciales, de los emplazamientos militares y de los espacios de interés natural u ornitológico. La distancia de la costa debe ser

como mínimo de dos kilómetros para aprovechar mejor el régimen de vientos, de características diferentes a los que llegan a tierra y presentan unas ventajas e inconvenientes que se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9.- Ventajas e inconvenientes de los parques eólicos offshore en relación a los onshore

Parques eólicos offshore	
	La rugosidad superficial es muy baja en el mar y no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento con lo que hace innecesario el tener que subir la altura de la torre más de lo que obligue la suma del semidiámetro del rotor y la altura máxima de la ola prevista.
Ventajas	El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en localizaciones próximas en línea de costa sin accidentes geográficos. La existencia de menor turbulencia ambiental en el mar disminuye la fatiga a la cual se encuentra sometido un aerogenerador aislado, y aumenta su vida útil.
	Menos restricciones en relación con la emisión y propagación de ruido e incrementar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de su peso y de las estructuras que las soportan, consiguiendo una reducción significativa del coste de fabricación del aerogenerador en su conjunto.
Inconvenientes	La evaluación del recurso eólico en la Zona de Discontinuidad Costera es más compleja y mucho más cara que en tierra
	Los costes de la cimentación y las redes eléctricas de estas instalaciones encarecen en gran medida la tecnología offshore.
	Las limitaciones de acceso y las dificultades para trabajar en medio del mar en la fase de montaje y en el mantenimiento de la instalación.
	El aumento de los costes y dificultades de construcción, según el proyecto vaya alejándose de la costa o aumente la profundidad marina

Hoy en día los costes de las cimentaciones y anclajes han disminuido de forma espectacular, con lo que el precio del megavatio (MW) de potencia se está igualando al de otras energías renovables, como muestra en la Figura 56.

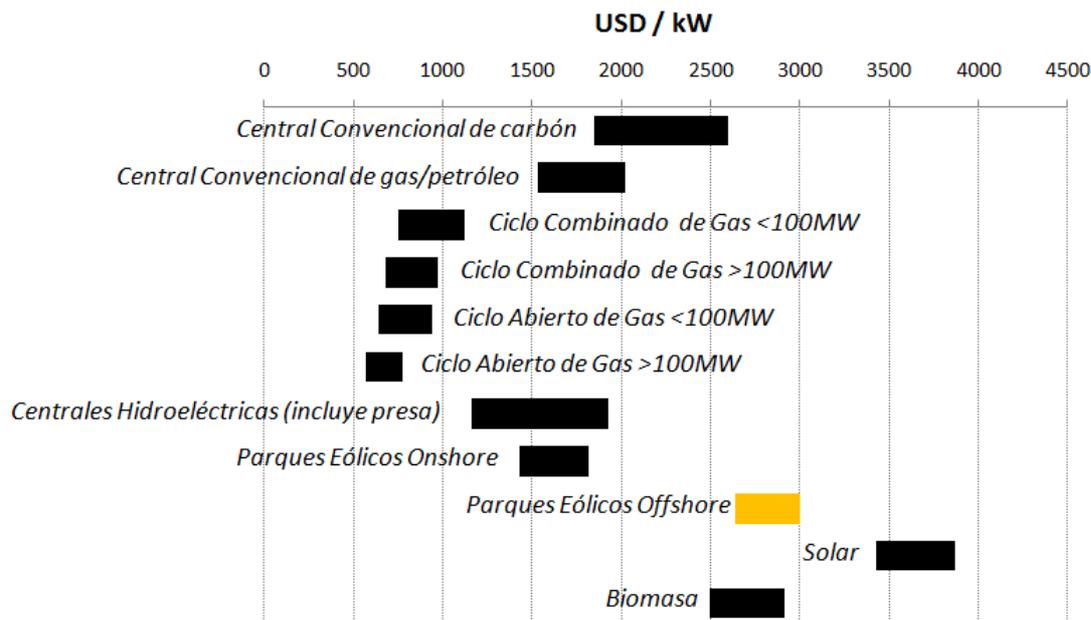


Figura 56.- Los costes específicos de construcción de los parques eólicos offshore (3 M€/ MW) son unas tres veces el precio de un parque eólico offshore (1.3 M€/ MW), aún así empieza a ser competitivo comparado con otras energías consideradas renovables.

España se está quedando atrás en la eólica instalada en el mar. Somos el tercer país en implantación eólica total —tras Estados Unidos y China—, pero carecemos de implantación offshore. Países como Dinamarca, Reino Unido, Holanda, Alemania y Suecia cuentan ya desde hace años con experiencias en este campo aunque esta tecnología se encuentra en un estadio incipiente, con costes caros, etc.

Dinamarca es el país que inició la energía eólica marina y ahora Europa es líder mundial en instalación de parques eólicos offshore con más de 1.200 MW en operación, principalmente en el mar del Norte (49% en UK, 35% en Dinamarca), esto es debido a:

- Políticas nacionales y comunitarias que apuestan fuertemente por la instalación de este tipo de tecnología (marcos regulatorios favorables, ayudas a la promoción, etc)
- Se dispone de un buen recurso eólico y condiciones técnicas favorables, y
- Se potencia la I + D + i posibilitando una gran implantación de centros de investigación y de fabricantes.

En cambio en España debido precisamente a las características del litoral español (profundidades mayores de 25 metros a más de 2 km), hace que hoy en día los proyectos sean no sean aún viables económicamente²⁷, pero en el momento que las cimentaciones / anclajes en aguas profundas se desarrolle tecnológicamente, España, dispone de un buen recurso eólico y con una zonificación lista del litoral, Figura 57.

²⁷ www.aktuaya.org

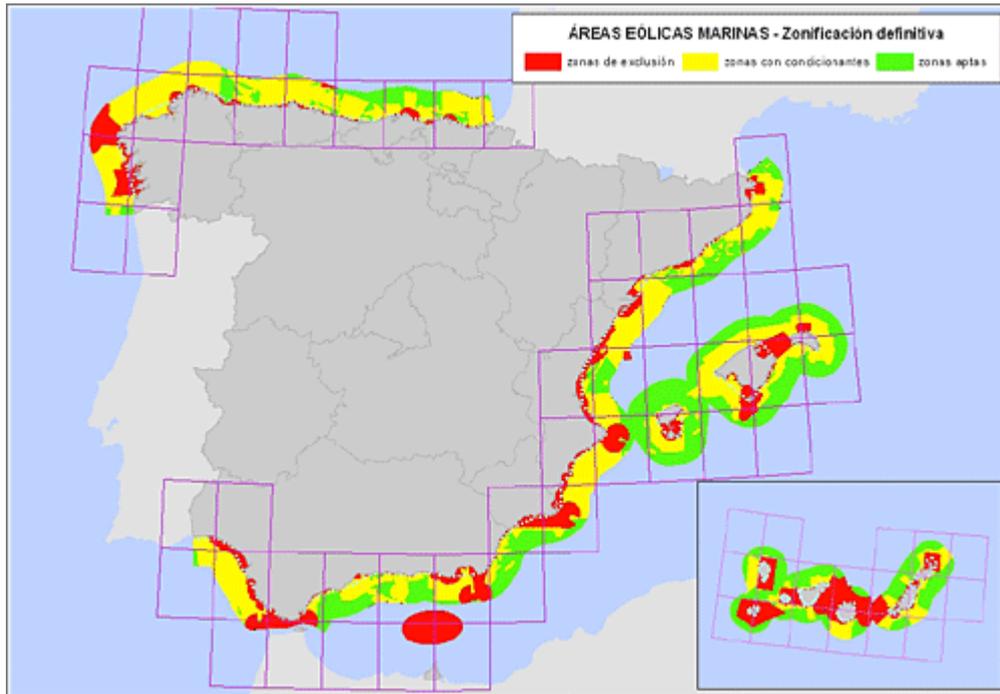


Figura 57.- Zonificación eólica del litoral español. En verde zona apta para su instalación y en amarillo con restricciones.

Los retos o necesidades tecnológicas de futuro de esta tecnología para que sea finalmente competitiva los sintetizo en uno, en la reducción del precio por MW instalado. Los rendimientos de estos aerogeneradores son mayores que los onshore, por lo que no sería necesaria equilibrar la balanza, pero si se necesita aun mas esfuerzo.

4.6. Plantas Termosolares

Cada año, el sol envía más de un billón de teravatio hora de energía a la Tierra, que equivale a 60.000 veces las necesidades de electricidad del mundo. Des de una perspectiva matemática, menos de un 3% de la superficie del Sahara sería suficiente para satisfacer las necesidades la demanda de energía de la tierra (Actualmente proyecto en estudio, de nombre Desertec). En este sentido, la radiación solar que llega a la superficie terrestre puede ser utilizada para diferentes usos.²⁸

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 unos 1.500 kilovatios-hora de energía. Sería poco racional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras, contaminantes o, simplemente, agotables. Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que debe afrontarse y superar. Aparte de las dificult-

²⁸ The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3 (Solar Millenium)

tades 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 solemos necesitar. Es de vital importancia proseguir con el desarrollo de la todavía incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala planetaria.²⁹

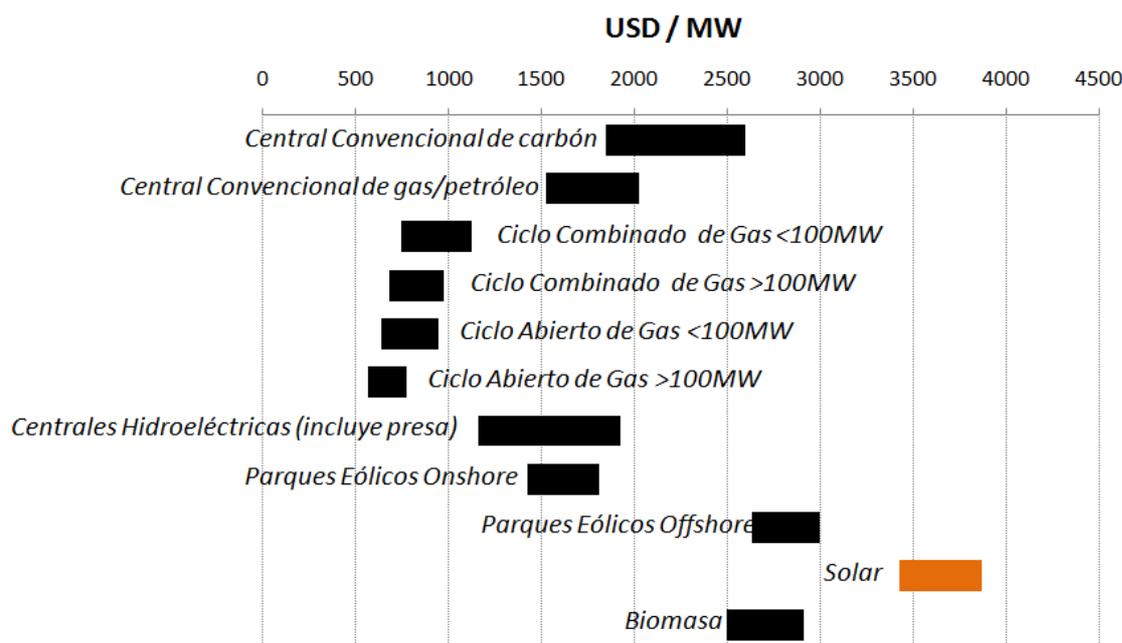


Figura 58.- Las plantas termosolares de concentración pueden llegar a costar más de 8.000 dólares por MW de potencia instalado (como las plantas de cilindro parabólico con acumulador de energía con sales fundidas)

Hoy en día, la energía solar de cualquier tipo, requiere soporte institucional para su implementación y desarrollo, con sistema regulatorio diferenciado del resto de las energías con tarifas primadas y con subvenciones para su desarrollo para asegurar la viabilidad de su competitividad, ya que como muestra el gráfico superior,

Figura 58, la energía solar tiene el coste específico por unidad de potencia instalado más caro de todo el abanico de tecnologías posibles, con un coste que puede llegar a más de 6.000 euros por cada megavatio de potencia instalado (10 veces más caro que una central de gas en ciclo abierto).

Los desarrollos tecnológicos de la energía solar termoeléctrica se iniciaron en la década de los ochenta con la construcción de varias plantas piloto que demostraron la viabilidad tecnológica de los conceptos básicos de aplicación:

- Las centrales de torre.
- Las centrales de colectores cilindro parabólicos.
- Los discos parabólicos.

²⁹ www.censolar.es

Fruto de estos desarrollos se instalaron nueve plantas de carácter comercial de colectores cilindro-parabólicos, que siguen operando en la actualidad. La mayor parte de las plantas piloto se cerraron y únicamente continuó su actividad como planta de ensayos de diferentes sistemas y componentes la Plataforma Solar de Almería.

Durante los últimos 20 años se ha alcanzado un importante desarrollo de los principales componentes de esta tecnología que ha servido para la nueva etapa de construcción de centrales termosolares liderada por la industria española.

4.6.1. Plantas Termosolares de Cilindro Parabólico

Desde hace muchos años, las centrales con colectores cilindro-parabólicos son la única tecnología utilizada comercialmente para el aprovechamiento de la energía solar en centrales de gran potencia. Las primeras centrales con colectores cilindro-parabólicos operan comercialmente en California desde 1985. En este periodo de tiempo, han generado más de doce mil millones de kilovatios hora de electricidad, lo que es suficiente para suministrar electricidad a aproximadamente doce millones de personas durante un año.

Al igual que en centrales térmicas con combustibles convencionales y también en centrales nucleares, la corriente se genera en las centrales solares térmicas con una turbina a vapor y un generador acoplado. No obstante, el vapor requerido no se genera mediante combustión de fuentes de energía fósiles, sino con ayuda de la energía solar. La radiación solar se recoge y se concentra en grandes hileras de espejos parabólicos. El calor generado es suficiente para producir el vapor requerido.³⁰



Figura 59 Fotos de Andasol 1. El Grupo ACS, a través de Cobra Energía, empresa integrada en su área de Servicios Industriales, ha invertido en Andasol-1 (Aldeire, Granada) un total de 300 millones de euros³¹, siendo esta la primera planta termosolar de Cilindro parabólico instalado en el mundo con almacenamiento de energía mediante sales fundidas, que le permite operar cuando no hay radiación solar (un tiempo limitado de no más de 7 horas).

En una central eléctrica de colectores cilindro parabólicos los espejos del campo solar se encargan de concentrar la radiación solar incidente en un tubo ab-

³⁰ Solar Millenium corporate website

³¹ Mundoenergía.com

sorbedor ubicado en la línea focal del colector (la radiación concentrada es 80 veces más grande que la radiación original). Por los tubos circula un líquido portador de calor (circuito cerrado) que se calienta hasta alcanzar aprox. 400° C debido a la radiación solar concentrada. El líquido caliente se bombea hacia un bloque central de la planta.

En este bloque el líquido caliente circula a través de intercambiadores de calor. De esta manera se genera vapor de agua. Al igual que en centrales eléctricas convencionales, el vapor acciona una turbina equipada con un generador eléctrico. Instalando adicionalmente un acumulador de calor es posible operar la central eléctrica a plena capacidad incluso durante la noche o en caso de que el cielo esté nublado.

Las centrales eléctricas que se están desarrollando constan de un campo solar, un acumulador de calor y un módulo convencional de generación eléctrica, Figura 60.

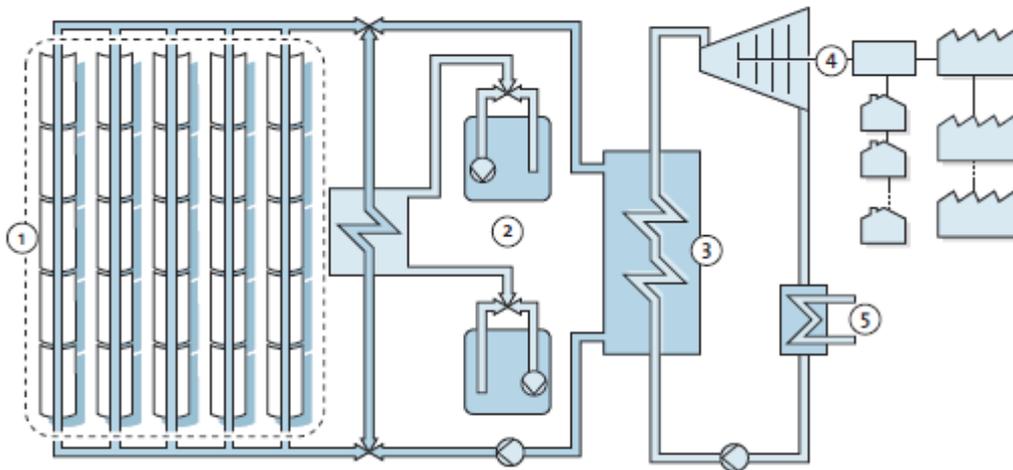


Figura 60 Diagrama de una Central Termosolar. 1. Campo Solar, 2. Acumulador de calor, 3. Intercambiador de calor, 4. Turbina de vapor y generador eléctrico, 5. Condensador

Campo Solar

La superficie espejada captadora del campo solar mide unos 500.000 m². Los colectores cilindro parabólicos están dispuestos en filas o lazos de colectores que están interconectados con tuberías. Las filas se disponen en dirección norte a sur y se orientan de este a oeste siguiendo la trayectoria del sol. Cada unidad de colector tiene que estar equipada con un sensor solar propio y un accionamiento hidráulico que permite orientar los espejos según la trayectoria del sol.

Cada unidad de colector consta de sub-



Figura 61 Campo Solar de la Central Termosolar de Puertolano (Iberdrola Renovables)

módulos de unos 12 m de largo y 6 m de ancho. Cada submódulo consta de 28 espejos y 3 tubos absorbedores. En una central eléctrica termosolar de una potencia nominal de 50 MW requiere unos 7.500 colectores.

Acumuladores térmicos

Una parte del calor generado en el campo solar de algunas centrales eléctricas no se cede al circuito de vapor sino que se almacena en sal líquida. Durante el día, se calientan con la radiación del sol una mezcla de sales de nitrato de potasio y nitrato de sodio, que, durante la noche o en días nublados, suministra el calor necesario para el funcionamiento de la central.

Para ello, la mezcla de sales líquidas (temperatura inicial de aprox. 290°C) absorbe calor adicional hasta alcanzar cerca de 390° C. Para almacenar la sal están disponibles dos tanques en cada central eléctrica. El principio de funcionamiento de los mismos es similar al de un termo, lo que permite mantener caliente la sal durante varias semanas.

El calor almacenado en un depósito de sal puede accionar la turbina de la central eléctrica por un máximo de unas 7.5 horas. Gracias a esto, durante los meses de verano, las centrales eléctricas pueden funcionar casi las 24 horas del día. Para poder cargar el acumulador de calor y al mismo tiempo accionar la turbina, el campo solar está sobredimensionado en comparación con una central eléctrica sin acumulador. De esta manera se pueden casi doblar las horas de servicio anuales a plena carga de la central eléctrica termosolar.

Desde que fue instalada, esta tecnología ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. Actualmente hay 300 MWs en operación, 400 en construcción y alrededor de 6 GWs en promoción a nivel mundial,³² de los cuales unos 2 GW corresponden a plantas en construcción y/o promoción en España, Figura 63.



Figura 62 Acumuladores térmicos de la central térmica Extresol-1 en Torre de Miguel Sesmero, Extremadura. (ACS)

³² www.solucar.es (Abengoa Solar)

	Nombre	Localidad	Potencia MW	Fase
OPERATIVAS	PS10	San Lúcar la Mayor	11	Fase
	ANDALUC 1	Alcalá	60	Fase
	PS10	San Lúcar la Mayor	20	Fase
	PUERTOLLANO IBERDROLA	Puertollano	50	Fase 1
	PUERTO ERRADO 1	Cáceres	1,4	Fase 1
	LA RICA	Alcalá	50	Fase 1
	ANDALUC 2	Alcalá	50	Fase 1
	EXTREM 1	Torre de San Miguel Seamano	50	Fase 1
	SOLNOVA 1	San Lúcar la Mayor	50	Fase 1
	SOLNOVA 3	San Lúcar la Mayor	50	Fase 1
CONSTRUCCIÓN AVANZADA	PUERTO ERRADO 2	Puerto Errado	30	Fase 1
	AMVASOL - 3	Alcalá	50	Fase 1
	PL TERMOELECTRICA DE MAJADOME	Majadahome	50	Fase 1
	PL TERMOELECTRICA DE PALMA DEL RIO II	Palma del Río	50	Fase 1
	PL TERMOELECTRICA DE PALMA DEL RIO I	Palma del Río	50	Fase 1
	CENTRAL SOLAR TERMOELECTRICALA FLORICA	Alcalá	50	Fase 2
	CENTRAL SOLAR TERMOELECTRICALA DE HESIA	La Dama de Uca	50	Fase 2
	MANCHASOL 1	Alcalá de San Juan	50	Fase 2
	PLANTA TERMOELECTRICA EXTREMOL 2	Torre de San Miguel Seamano	50	Fase 2
	CEMOSOLAR	Fuente de Andalucía	17	Fase 2
	SOLNOVA 4	San Lúcar la Mayor	50	Fase 2
	HELIOENERGY 1	Écija	50	Fase 2
	HELIOENERGY 2	Écija	50	Fase 2
	LEBRIJA 1	Lebrija	50	Fase 2
	TERMOEOL 40	San José del Valle	50	Fase 2
	ANDOSOL - 50	San José del Valle	50	Fase 3
	PL TERMOELECTRICA 9900V CASAB DE LOS PINOS	Villanueva	1	Fase 3
PREASIGNADAS	PL SOLAR TERMOELECTRICA	Écija	50	Fase 1
	C. TERMOELECTRICA "LA AFRICANA"	Fuente Palmera	50	Fase 1
	PL TERMOELECTRICA DE CONSOL ORELLANA	Orellana	50	Fase 1
	HELIOS 1	Puerto Lápido	50	Fase 1
	HELIOS 2	Puerto Lápido	50	Fase 1
	C. SOLAR TERMOELECTRICA "ASTE-1A"	Alcalá de San Juan	50	Fase 2
	C. SOLAR TERMOELECTRICA "ASTE-1B"	Alcalá de San Juan	50	Fase 2
	SOLADOL 1	El Campío	50	Fase 2
	SOLADOL 2	El Campío	50	Fase 2
	PL TERMOELECTRICA DE MOJÓN	Monte de la Frontera	50	Fase 2
	MANCHASOL 2	Alcalá	50	Fase 3
	PL TERMOELECTRICA DE OLIVENZA 1	Olivenza	50	Fase 3
	PL TERMOELECTRICA EXTREMOL - 3	Torre de San Miguel Seamano	50	Fase 3
	C. SOLAR TERMOELECTRICA "ASTEXOL - 2"	Badajoz	50	Fase 3
	SOLAREN 1	Logroño	50	Fase 3
	SOLAREN 2	Logroño	50	Fase 3
	SOLAREN 3	Logroño	50	Fase 3
	TERMOEOL 1	Navavillar de Plata	50	Fase 4
	TERMOEOL 2	Navavillar de Plata	50	Fase 4
	TERMOEOLAR BORGES, S.L.	Alpina Borge	22	Fase 4
	EXTREMOSOL 1	Villanueva de la Serena	50	Fase 4
	SOLAREN 4	Logroño	50	Fase 4
	C. SOLAR TERMOELECTRICA CÁCERES	Gaíllez	50	Fase 4
	CASABLANCA	Tomares	50	Fase 4
	C. SOLAR TERMOELECTRICA ENERSTAR VILLENVA	Alcalá	50	Fase 4
	PL TERMOELECTRICA 8MW PUERTOLLANO	Puertollano	8	Fase 4
PL TERMOELECTRICA 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4	
PL TERMOELECTRICA 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4	
PL TERMOELECTRICA 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4	
PL TERMOELECTRICA 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4	
PL TERMOELECTRICA 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4	
PL TERMOELECTRICA 14 MW PUERTOLLANO	Puertollano	14	Fase 4	
ARENALDES	Monte de la Frontera	50	Fase 4	

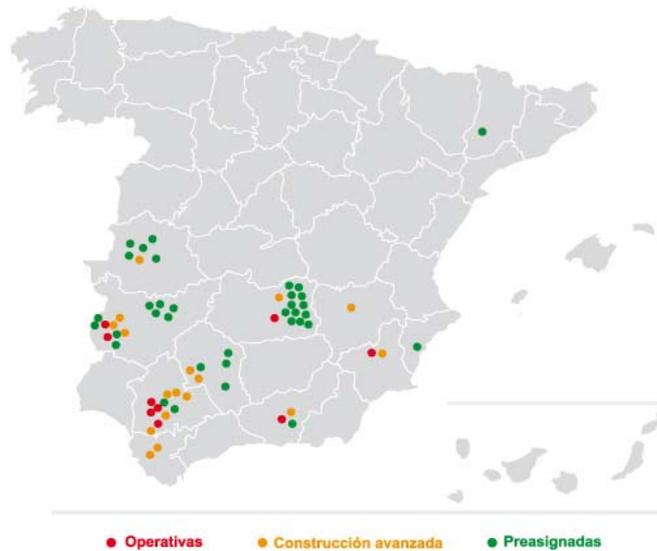


Figura 63.- Localización de las plantas termosolares en España. De las 56 plantas pre asignadas para las primas en las tarifas 7 cilindro parabólicas se encuentran ya en funcionamiento en Andalucía y Extremadura.

A principios de 2010, la evolución e implementación que tendrán es aún incierto, debido entre muchos factores a la incertidumbre en las promotoras sobre el debate que está teniendo lugar en nuestro país sobre el futuro de las tarifas en las energías renovables, ya que el nuevo marco regulatorio podría suponer un descenso de la rentabilidad para determinadas tecnologías que podría frenar las inversiones futuras. Iberdrola renovables, por ejemplo, tenía 12 proyectos en cartera y puede ser que solo la central Termosolar de Puertollano vierta energía en la red.

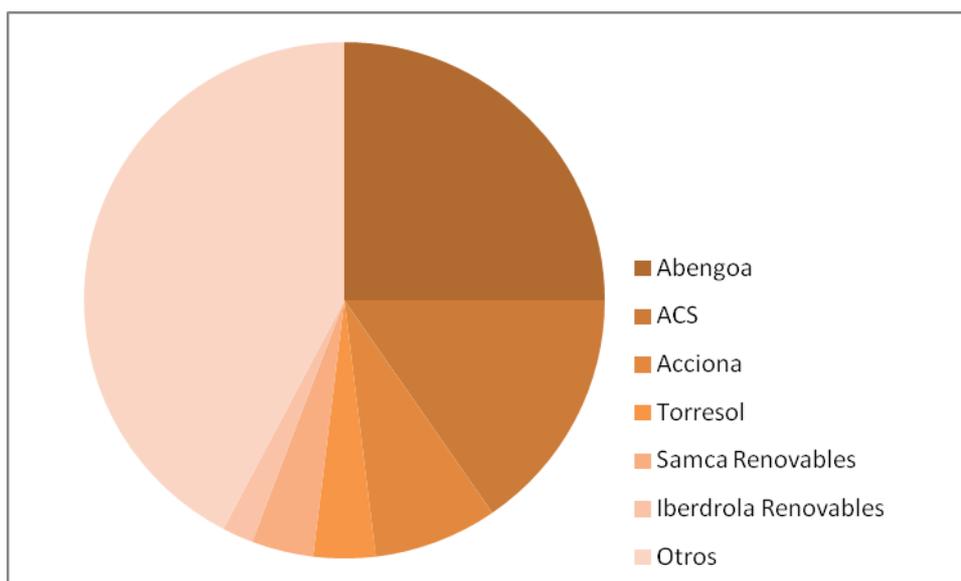


Figura 64.- De las más de 50 plantas termosolares preasignadas, a principios de 2010, para la retribución en la tarificación destacan las 13 plantas de Aben-

goa, principal avalador de la energía solar así como ACS o Acciona, esta última ya opera la central de “Nevada Solar One” en California desde el 2007.

La Figura 64 muestra la distribución por operador de las plantas que están en operación o que están en fase de construcción y/o desarrollo en España. Cabe destacar que estas solo incluye aquellas que han entrado en la pre-asignación para la retribución tarifaria a primer semestre de 2010, con lo que se hace muy previsible su futura construcción.

Es difícil enumerar todos los retos o necesidades tecnológicas de futuro de esta tecnología porque son mucho y de índole muy variada, pero el principal reto tecnológico a corto plazo que afronta esta tecnología se centra en el éxito de las plantas nuevas en operación y construcción, que permitan generar confianza en esta tecnología de conversión solar y al aumentar la inversión reduzcan los precios asociados, que hoy en día son de los más caros del sector.

4.6.2. Plantas Termosolares de Torre

En los sistemas de torre, un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

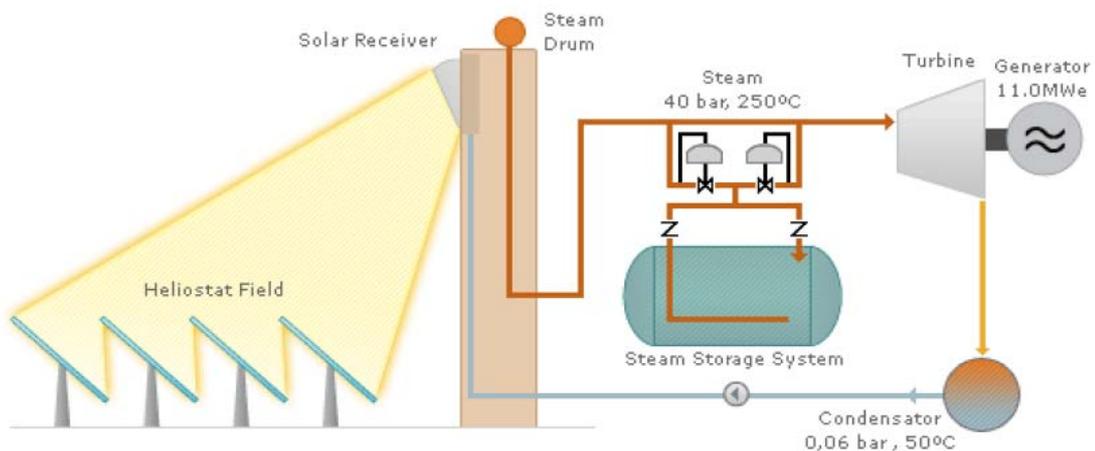


Figura 65 Funcionamiento de una central termosolar de concentración de torre.

El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: los helióstatos, el receptor y la torre, Figura 65.

Helióstatos

Tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol (lo que implica tanto los sistemas necesarios para el movimiento del helióstato como los sistemas de control). Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.

Receptor y Torre

El receptor, Figura 66, es el que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina. Los últimos avances e investigaciones se centran en la obtención de torres de alta temperatura con fluidos caloportantes tales como aire, sales...



Figura 66.- Torre de la Plataforma Solar PS10, en Sanlúcar la Mayor (Abengoa Solar).

La torre sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.

Los principales avaladores de esta tecnología son Torresol Energy, con su planta Gemasolar la cual incorpora el sistema de almacenamiento de sales fundidas y se trata de la primera planta a escala comercial que aplica este tipo de tecnología en el mundo, residiendo su relevancia en su singularidad tecnológica, ya que abre el camino a una nueva tecnología de generación eléctrica termosolar³³ y Abengoa Solar con sus proyectos en Solúcar con las plantas PS10 (Primera planta solar de torre en explotación comercial en Europa de 11MW³⁴) y PS20.

³³ Proyecto Gemasolar – Torresol Energy

³⁴ www.renewableenergymagazine.com

4.6.3. Plantas Termosolares de Concentración Lineal “Fresnel”

Consiste principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario. El campo primario contiene filas de espejos planos sobre el terreno que reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor colgado varios metros por encima del campo principal. Por encima del tubo absorbedor hay un espejo secundario que concentra la luz solar restante en el tubo absorbedor lineal. Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del sol, la luz solar se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente. Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el sol en un tubo, colocado a unos metros por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo de absorción, que se calienta a temperaturas de hasta 450°C. Esto produce vapor (como en una central térmica convencional), que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor.³⁵



Figura 67.- Puerto Errado 1, primera planta termosolar de espejos planos fresnel.

La ventaja de esta tecnología radica en que la producción de vapor es directa y no requiere de un intercambiador de calor para producir vapor, esto reduce los costes específicos de la central.

Empresas que apuestan por esta tecnología son básicamente extranjeras entre ellas Ferrostaal y la alemana Novatec Biosol, esta última está construyendo una planta en el condado de San Luis Obispo, de 177 MW de potencia y que se espera que durante el año 2010 esté operando y pretende construir más plantas hasta llegar a un total de 1.000 MW de energía solar en los próximos años.^{36,37}

4.6.4. Plantas Termosolares de disco “Stirling”

Descubiertos en 1816 y usados en la industria aeroespacial y de defensa desde los años 70, los motores de calor Stirling podrían finalmente incorporarse a la carrera por la energía solar.³⁸

Un sistema de concentrador disco Stirling está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling o una microturbina que se acopla a un alternador. El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura entorno a los 750° C. Esta energía es utilizada para la generación de energía por el motor o la microturbina. Para óptimo funcionamiento, el sistema

³⁵ Renove Tecnología, S.L.

³⁶ <http://www.novatec-biosol.com>

³⁷ www.ferrostaal.com

³⁸ www.ecoticas.com “Tecnología Disco-Stirling, ¿una alternativa?”

debe estar provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes.³⁹

Una de las ventajas clave de la tecnología Disco-Stirling con respecto a otros sistemas CSP de cilindro parabólico o de torres, es el hecho de que no es necesaria la utilización de agua, con lo que convierte a este tipo de tecnología en muy atractiva para proyectos en el desierto, donde el agua es un recurso escaso con alta eficiencia de conversión de energía solar en eléctrica, más de un 31%, cuando las plantas cilindro-parabólicas y de torre presentan eficiencias máximas del 20% y 19-23% respectivamente. Además un diseño modular y son flexibles en cuanto a su tamaño, lo que hace que puedan ser instalados más rápidamente que otras tecnologías CSP a gran escala y no conlleven perturbación del terreno. Su modularidad también les permite ser instalados en suelos con hasta un 5% de desnivel. Aunque su producción, aún artesanal, hace que los costes de inversión sean muy grandes así como la imposibilidad de introducir sistemas de almacenamiento térmicos, con lo que son altamente dependientes de las inclemencias del tiempo.



Figura 68 Disco Stirling en la Plataforma Solar de Solúcar (Abengoa Solar).

Los costes de instalación están alrededor de 3,000 USD por kW instalado.

Los cuadros y/o gráficos se numerarán correlativamente, y se incorporará un título a cada uno de ellos. Las páginas se numerarán al pie, centrado, comenzando por la primera del estudio.

Los cuadros y/o gráficos se numerarán correlativamente, y se incorporará un título a cada uno de ellos. Las páginas se numerarán al pie, centrado, comenzando por la primera del estudio.

La extensión orientativa será de 50 a 100 páginas A4 la tesis y de 25 a 50 la tesina, sin incluir anexos.

³⁹ Abengoa Solar (www.solucar.es)

4.7. Almacenamiento y captura de CO₂

Alrededor de un tercio de las emisiones mundiales de CO₂ de la actualidad se derivan de las plantas eléctricas de carbón, que generan el 40% de la electricidad del mundo. En 2007, la Agencia Internacional de Energía (AIE) prevé que varios centenares de nuevas centrales eléctricas de carbón se construirán de aquí a 2030, la mayoría de ellos en los países en desarrollo del Asia oriental, donde una nueva central eléctrica de carbón va a ponerse en funcionamiento casi todas las semanas. En esta región algunos países generar hasta un 80% de su electricidad proveniente de plantas que queman carbón. La importancia del carbón también se manifiesta en los países desarrollados como Alemania, donde las plantas de carbón y lignito producir electricidad de manera similar la mitad del país, o en Estados Unidos, donde las plantas eléctricas de carbón se han producido aproximadamente la mitad de la electricidad requerida en el 2008.

Se ha estado trabajando intensamente durante varios años para desarrollar nuevas formas de captura y almacenamiento de CO₂ producido cuando se genera electricidad a partir de carbón. "Captura y almacenamiento de carbono" (Carbone Capture & Sequestration – CCS, en inglés) es el nombre de una tecnología cuya viabilidad técnica ya ha sido demostrada a escala piloto en los ensayos en curso. No sólo se puede solo integrar en las nuevas instalaciones, sino también retroadaptarla a las centrales existentes.

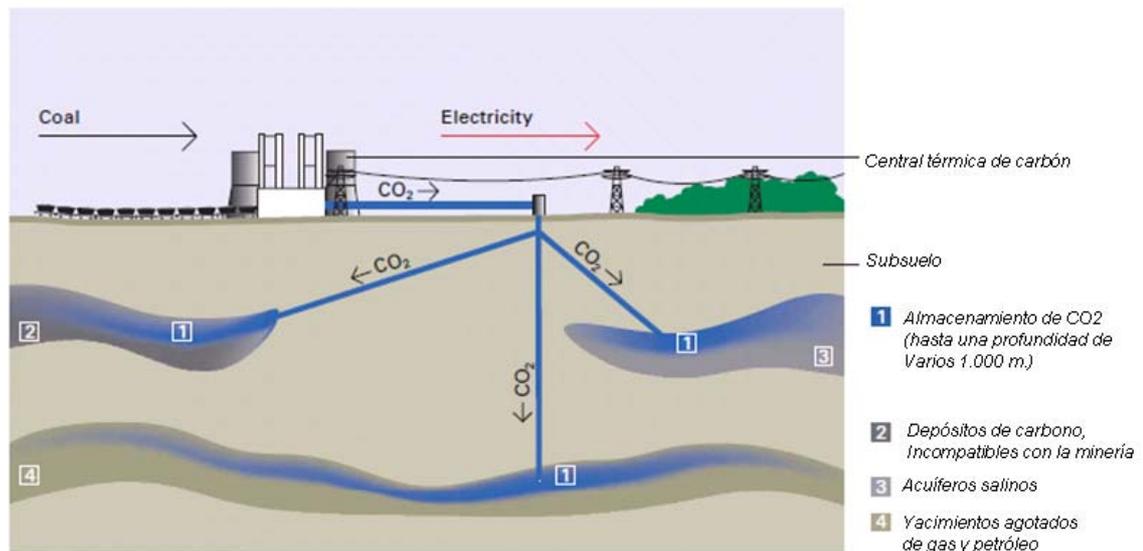


Figura 69.- Diagrama de captura y almacenamiento de CO₂

Ambos, fondos de inversión privados, de los operadores y proveedores de tecnología, y fondos públicos están disponibles en muchos países del mundo para financiar la investigación en la tecnología de CCS.

Por otra parte, la reducción de las emisiones de CO₂ proporciona a los operadores de centrales eléctricas con una oportunidad para el comercio de fondos de CO₂ y ganar créditos por cada tonelada almacenada. En el momento en que

la tecnología CCS está lista para su uso comercial el coste del CO₂ se espera que disminuyan a alrededor de 30 € por tonelada.

Sin embargo, estos costos adicionales harán subir el precio de la electricidad, aunque el comercio de emisiones de CO₂ ofrece un medio para generar ingresos adicionales para mitigar esta alza de precios. Son numerosos los proyectos piloto en construcción con diferentes conceptos técnicos para la captura del CO₂. Hay más de 60 proyectos dedicados a la investigación geológica de secuestro en las formaciones salinas profundas, es decir, formaciones de roca porosa en la que se convierte el CO₂ gaseoso durante varios años para la materia sólida.

Las posibilidades del almacenamiento en yacimientos de petróleo y gas agotados, de sustituir el gas hidrato de sedimentos con el CO₂ bajo el fondo marino y del almacenamiento de la biomasa en los bosques y los humedales son otros aspectos de esta investigación. Los próximos años se verá cuál de estas tecnologías se establece como el estándar. Todos los enfoques tienen el mismo objetivo, a saber, reducir la emisión de CO₂ a la atmósfera de la generación de electricidad fósil como de manera eficiente, segura y económica posible.

No se puede eliminar por completo las emisiones de CO₂. Dependiendo de la tecnología utilizada, la separación de CO₂ sólo continúe siendo económicamente viable hasta una tasa del 90-98%. Por otra parte, CCS reduce la eficiencia de una planta de energía hasta en un 15% en comparación con la de una central de carbón convencional - y el costo adicional de unidades de separación de CO₂ hace aumentar considerablemente el costo de generación de electricidad. En función de su precio, la venta de créditos de CO₂ podría generar ingresos adicionales para compensar al menos parte de los costes adicionales de la tecnología CCS. Por otra parte, los nuevos materiales y una tecnología más eficiente de las centrales hacen que se espere un aumento de la eficiencia del 10-15% en los próximos años. Esto podría, a su vez, compensar la pérdida de eficiencia causada por la separación de CO₂.

Debido a los costes adicionales ocasionados por la construcción de plantas de separación de CO₂ y la pérdida simultánea de la eficiencia, la electricidad procedente de centrales eléctricas equipadas serán más caras que la electricidad de las centrales eléctricas sin secuestro de carbono en el futuro. Pero también se benefician las fuentes de energía renovables debido a las mejoras sucesivas en la eficiencia y más competitivas económicamente en comparación con el "carbón limpio".

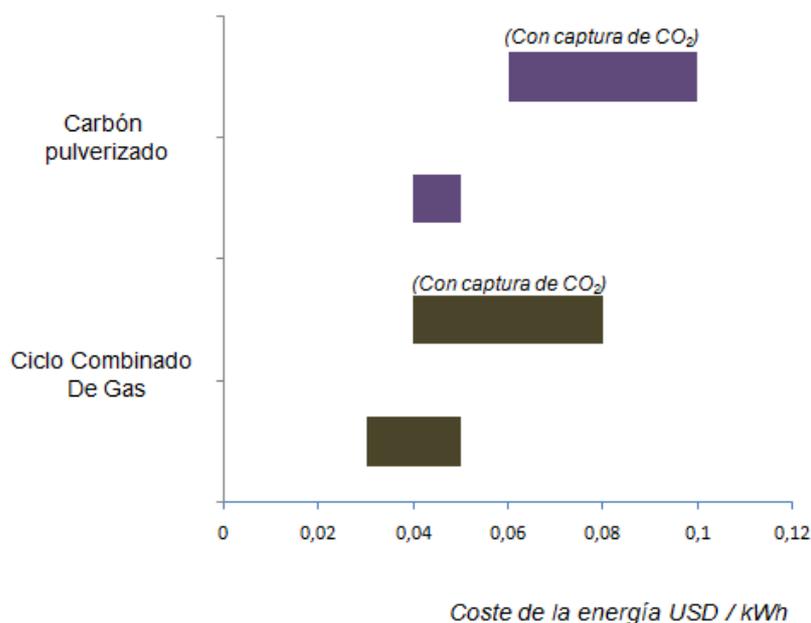


Figura 70.- Costes comparativos de la energía con o sin almacenamiento de CO₂ (valores muy dependientes del precio de fuel)

La tecnología de CCS puede económicamente ser una solución transitoria a medio plazo, siendo la generación convencional de electricidad mediante carbón más limpia hasta que la demanda puede ser cubierta por fuentes de energía renovables.

Ciuden (Fundación ciudad de la energía) ha iniciado ya la campaña previa a la construcción de una planta de almacenamiento de CO₂ en Hontomín (Burgos), donde se investigará la viabilidad tecnológica y medioambiental del almacenamiento geológico de CO₂ y se buscarán las técnicas más baratas para desarrollar esta tecnología en España-

4.8. Previsión eléctrica en España

A julio de 2010 se hizo público el mix que Industria plantea para 2020 en el que las renovables doblen su producción y la nuclear crezca un 5 por ciento⁴⁰, aunque el Plan de Acción Nacional de Energía Renovables (PANER) y el Plan de Energías Renovables (PER) está aún en elaboración.⁴¹

El documento está siendo discutido por los grupos sin que aún hayan cerrado un acuerdo y contempla que el tamaño del sector energético, medido por el consumo de energía final será prácticamente el mismo en 2020 que en 2009, ya que el crecimiento económico será compensado por los avances en ahorro y eficiencia energética.

Este documento propone un modelo en el que la potencia instalada habrá aumentado en un 25%, hasta los 126.072 (MW), de los que la mitad, 64.441 MW, serán renovables (frente a los 39.499 MW actuales), correspondiendo 35.000 MW a la energía eólica, 16.662 MW a hidroeléctrica, 6.735 MW a solar fotovol-

⁴⁰ EUROPA PRESS MADRID 22/07/2010

⁴¹ <http://www.plane.gob.es/plan-de-energias-renovables-2011-2020/>

taica y 3.807 a termosolar. Por contra, la de la nuclear se reducirá en un 5,8%, hasta los 7.256 MW.

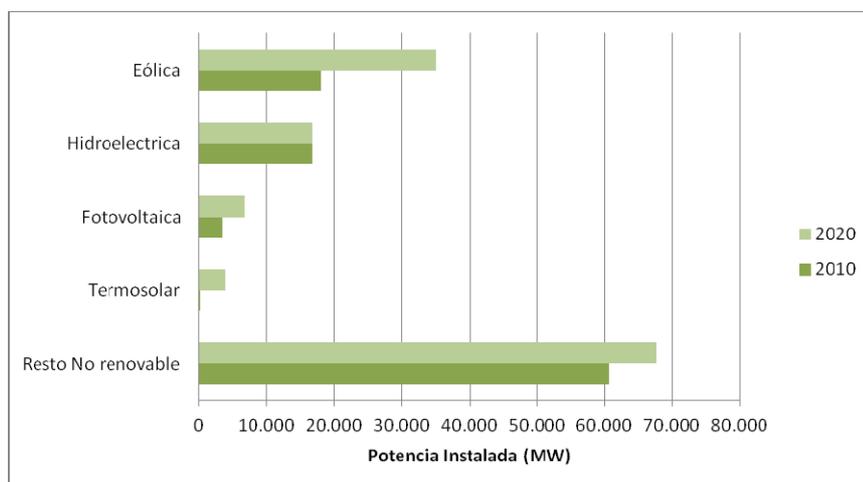


Figura 71 Previsión de potencia instalada por tipo de energía primaria en el 2020. La mitad de la energía instalada sería de fuente renovable.

Asimismo, se plantea que la demanda final de electricidad alcance los 313.052 GWh, un 28,3% más que en 2009, mientras que la producción bruta parece crecerá un 32,6%, hasta los 393.260 GWh, que sería cubierta en un 35,5% por renovables, al ser el sector eléctrico donde existen más alternativas y un estado de madurez más elevado.

Según la propuesta, el resto del mix eléctrico tendría una composición más equilibrada que el actual, con un ligero incremento del gas natural, del 0,4%, hasta el 37,8% con unas horas medias de funcionamiento medio de los ciclos combinados de 3.460 al año.

No obstante, el modelo contempla un escenario base de incremento del precio del gas del 35%, desde los 17 euros por MWh en 2009 a los 23 euros en 2020. Asimismo, se prevé un aumento del 85% del precio del CO₂, desde los 13,5 euros por tonelada a los 25 euros.

Teniendo en cuenta lo anterior, el coste de generación eléctrica de los ciclos combinados podría superar los 80 euros por MW en 2020 y hasta 100 euros en un escenario de precios altos. Ante esta perspectiva el resto de las renovables serán más competitivas que los combustibles fósiles en 2020 ya que la tecnología eólica resulta competitiva ya a día de hoy.

Sin embargo, la estimación sobre la evolución de los costes revela una reducción progresiva y limitada en casi todas las fuentes de energía renovables, salvo en la solar, que caerá hasta un 50% en 2020, si bien seguirán siendo superiores a los de la energía eólica. El coste de las renovables tenderá a reducirse a un ritmo que es mayor cuando más amplio sea el apoyo que reciben en sus fases iniciales de desarrollo, aunque dicho apoyo deben suficientemente flexible y razonable para priorizar las más rentables para los consumidores.

No obstante, el potencial teórico desarrollable eléctrico de energías renovables alcanzaría 387 GW, de los que 225 GW serían solar, 110 GW eólicos, 17 GW hidroeléctricos, 16 GW de biomasa y biogás, 15 GW, de energía de las olas y 3 geotermales. A pesar de este potencial, las fuentes de respaldo parece ser que continuarán siendo necesarias.

4.8.1.El fuel desaparece

La producción por carbón perderá peso, pasando de un 12,4% en 2009 hasta un aproximado 8% en 2020, mientras que la participación del fuel casi desaparece, quedando únicamente la producción de las centrales de fuel de los sistemas extra peninsulares, a no ser que se mejore la interconexión eléctrica con las Islas, en cuyo caso desaparecería.

Respecto a las nucleares, y aunque esté previsto el cese de actividad de la central de Santa María de Garoña en 2013, se prevé que aumentará su peso en un 5% en los próximos diez años, hasta los 55.600 MW, si bien reducirían su peso del 17,7% al 14,1%.

Lo anterior se basa en un escenario macroeconómico que plantea un crecimiento medio anual del 2% para el conjunto de la década 2010 y 2020.

Con estas previsiones energéticas, se cumpliría los objetivos medioambientales en el escenario energético propuesto, con una reducción de las emisiones agregadas del sector eléctrico de hasta el 45%.

En este sentido, la economía española será en 2020 aproximadamente un 20% más eficiente de lo que es actualmente y un 35% más que respecto a 2005, superando ampliamente los objetivos indicativos establecidos por la Unión Europea.

5. Riesgos del Sector Eléctrico⁴²

5.1. Gerencia de Riesgos⁴³

Las modernas técnicas de gestión hacen imprescindible en cualquier empresa, grande o pequeña, la implantación de la Gerencia de Riesgos (Enterprise Risk Management – ERM) propia o externa, siendo ésta la metodología que permite identificar, eliminar, reducir y financiar o transferir los riesgos para conseguir aminorar su incidencia negativa en la cuenta de resultados.

Las compañías eléctricas, al igual que la gran mayoría de las empresas, están expuestas a riesgos de naturaleza diversa que pueden originarse externa o internamente. Por tanto, la empresa o grupo al que pertenece, debe considerar el amplio abanico de riesgos en su conjunto.

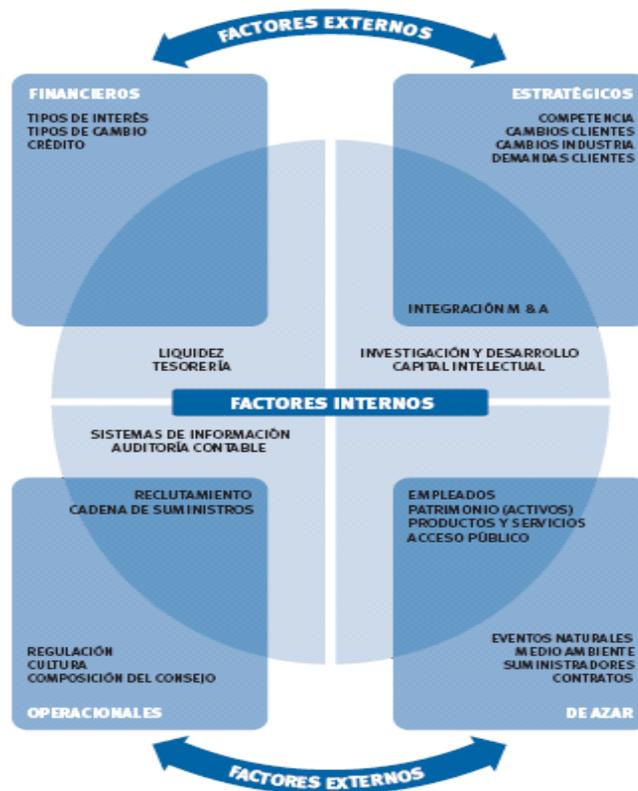


Figura 72 Riesgos de una empresa

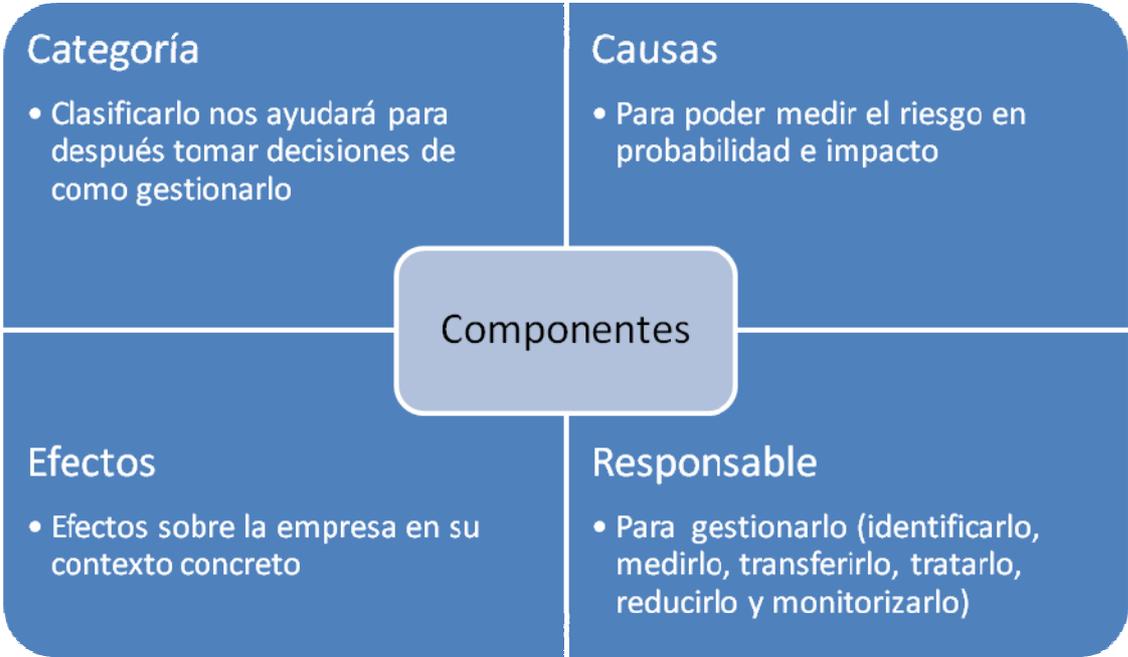
La Descripción del Riesgo es un elemento necesario para poder responder a las posibles consecuencias de la materialización de los riesgos considerados, la Figura 72 muestra las categorías de riesgos identificados para las empresas, cuya gerencia está siendo un mecanismo clave dentro de la empresa, de hecho, más del 70% de las empresas españolas muestra una preocupación clara por la adopción de medidas relacionadas con el control interno, el Buen Gobierno y la Responsabilidad Social Corporativa. De hecho, el 10% de las

⁴² Lloyd's 360° Risk Insight "Sustainable energy security: strategic risks and opportunities for business"

⁴³ AON Risk Quantum "Mapa de Riesgos de la Empresa"

empresas que componen el IBEX-35 ya presentan mapas de riesgos en sus memorias anuales. De éstas, el 10% ya lo muestran y el 30% mencionan la utilización de otros mecanismos similares.⁴⁴

Tabla 10 Componentes destacados de la Gerencia de Riesgos



Así entonces en el afán de tener controlados los riesgos corporativos, las empresas tienen que identificar los mismos para una futura evaluación y tratamiento de los mismos, para después controlarlos. Para hacer esto, hay distintos estándares que guían las buenas prácticas de gestión pero no existe una doctrina única. En la Figura 73, se plantea una de estas prácticas, que será la utilizada más adelante para analizar los riesgos descritos en el documento.

⁴⁴ AON Risk Quantum, 2005

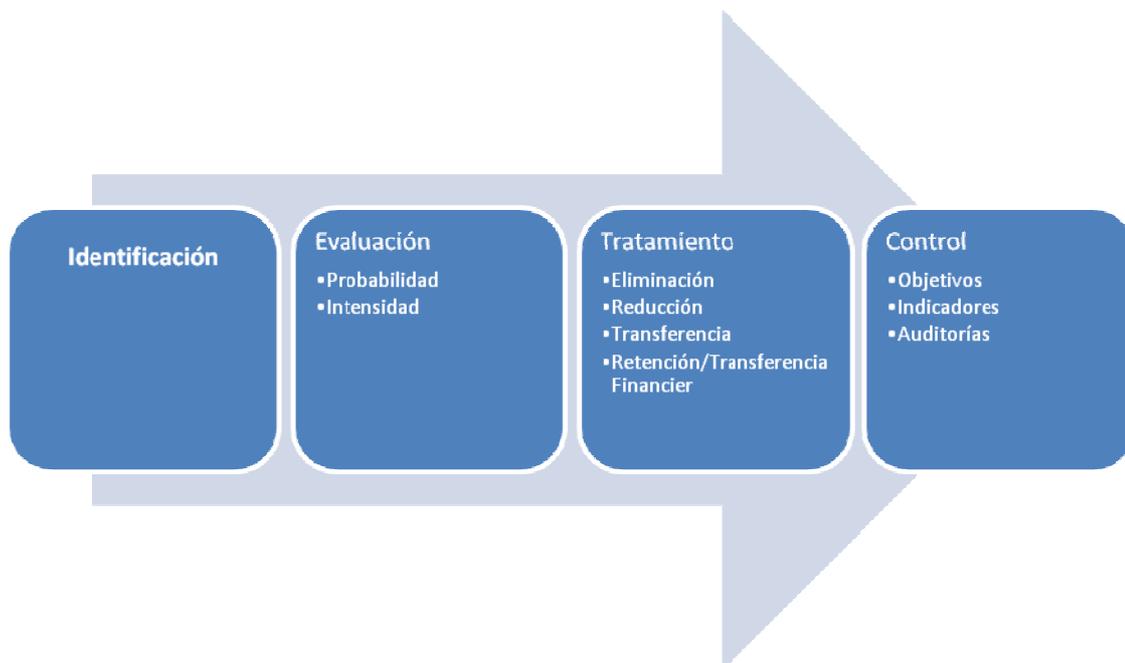


Figura 73 Resumen operativo de la Gerencia de Riesgos.

Los riesgos analizados e identificados por la gestión de riesgos necesitan de ser jerarquizados para poder priorizar las acciones de gestión. En este documento se realizará mediante un mapa de riesgos que tendrá en cuenta el impacto de la frecuencia y de la intensidad y cuya estimación se realizará en base a eventos históricos analizados, experiencia de expertos y en base a la descripción posible de los riesgos concretos.

Así entonces, intentaremos resumir e identificar en un croquis la magnitud en la que podrían verse afectados ante la ocurrencia de un evento adverso.

Esta estimación de las magnitudes de los riesgos se realizará para las energías renovables del sector eléctrico anteriormente descritos, se identificarán y evaluarán los riesgos asociados des de el punto de vista del autor para después analizarlos cuantitativamente y representarlos finalmente en un mapa de riesgos. Estamos hablando de la eólica (diferenciando entre onshore y offshore), la termosolar y el almacenamiento de CO₂.

5.2. Riesgos específicos del Sector Eléctrico

Antes de introducirnos en los riesgos específicos de las energías razón del estudio, veremos y describiremos las de las empresas energéticas en general (las cuales están tomando decisiones importantes sobre su dirección estratégica) des de el punto de vista tecnológico, operacional reputacional financiero y regulatorio, ver Figura 74.

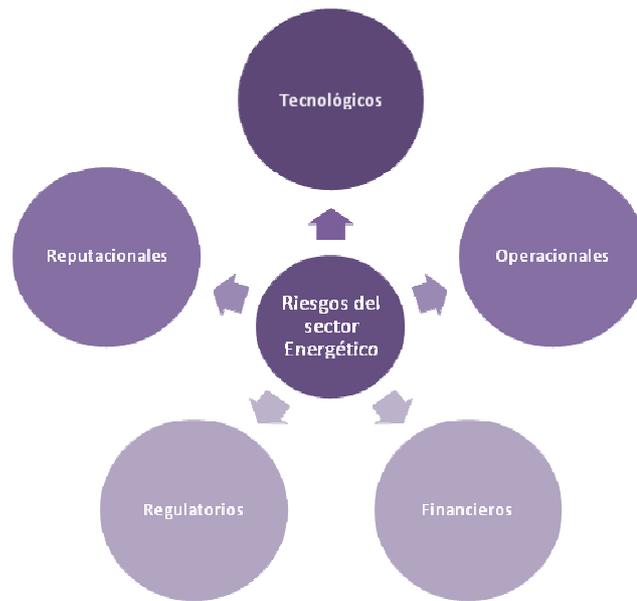


Figura 74.- Riesgos asociados al sector energético

Las próximas décadas será necesario la construcción y reconstrucción de la infraestructura energética global en una escala sin precedentes para satisfacer la demanda futura. Previstos aumentos en el consumo, la generación de energía anticuadas y los imperativos de seguridad nacional de energía media dará la bienvenida a los gobiernos e incentivar rentable, las soluciones innovadoras del sector de la energía.

5.2.1. Riesgos tecnológicos

El uso generalizado de tecnologías para proporcionar más energía con menos emisiones de CO₂ es una prioridad estratégica para muchas empresas en el sector energético.

Las nuevas tecnologías y los procesos deben ser desarrollados, monitorizados y mejorados, sin embargo, los incentivos para impulsar su innovación y su uso a gran escala a un ritmo adecuado carece de compromiso político a largo plazo. Se comenta que las invenciones en el sector de la energía limpia por lo general tardan entre dos o tres décadas para llegar al mercado masivo. En consecuencia, muchas empresas prefieren adoptar una estrategia de "esperar y ver" en lugar de ser objeto de protagonismo e iniciativa en el riesgo (el riesgo de que cambie la política del gobierno cambie y mine la viabilidad de las inversiones).

La situación actual con la CCS destaca los riesgos y dilemas. La tecnología no aporta beneficios adicionales de seguridad de suministro, de hecho, la marcha atrás con una pena de energía (todavía desconocidos) asociados con su uso. En un mundo con restricciones de carbono, el uso de esta tecnología puede ser la única forma en que el carbón es utilizable. Pero sin un claro incentivo financiero o compromiso vinculante para su uso, los motores primeros desplegar la

ganancia con muy poca tecnología, y por lo tanto las utilidades de grandes son renuentes a actuar.

5.2.2. Riesgos Operacionales

La política y la geología están siendo las principales áreas de riesgo para la extracción y suministro de recursos energéticos a sus mercados.

El agotamiento de la extracción fácil de petróleo y gas en algunas áreas y las limitaciones políticas sobre el acceso a ella en otras, está llevando a las empresas a gastar más en la explotación de los recursos en áreas de mayor riesgo geológico y político. Las inversiones en infraestructura en general, tienen largos períodos de. Infraestructuras y sistemas no se construyen para soportar las condiciones ambientales cambiantes y requieren una adaptación cada vez más costosa.

Por ejemplo, las centrales eléctricas que utilizan el agua del río puede que sea necesario que construyan torres de refrigeración para permitir la operación en los períodos de temperaturas más altas (debido a que las temperaturas más altas del agua del río afectan a la eficiencia de las centrales) o las sequías. Es fundamental que las inversiones realizadas hoy se evalúan para satisfacer tanto las medianas y la seguridad energética a largo plazo y objetivos del cambio climático.

5.2.3. Riesgos Financieros

La pregunta clave que se hace todo el sector es de cómo de necesario será en el futuro el consumo de energía, es decir cual será el crecimiento exacto.

La preocupación sobre la seguridad de suministro y la necesidad de un futuro de bajas emisiones de CO₂ han creado una demanda incierta para los productores energéticos. Es un ejemplo de esto son las proyecciones de la OPEC, la demanda para el crudo de la OPEC puede estar situada entre los 29 millones y 37 millones de barriles por día en el 2020. Este margen de incertidumbre se convierte en 250 mil millones de dólares de inversiones upstream en el sector del petróleo, con lo que hay una real posibilidad de malgastar recursos financieros para una capacidad innecesaria.

El dilema de la inversión es adicionalmente complicado por las fluctuaciones en el precio de los combustibles fósiles. En la última década, altos precios de la energía han conducido a grandes sumas en inversión en petroquímicas y en tecnologías renovables, pero muchos de estos proyectos dejan de ser rentables cuando el precio de los combustibles bajan.

Energía alternativas y renovables tienden a ser mas competitivas si el precio del petróleo se mantiene por encima de un cierto nivel, Por ejemplo, un estudio dice que los parques eólicos onshore requieren ayudas a un nivel de 60\$ por barril de petróleo, pero que son altamente rentables a un precio de 120\$ por

barril.⁴⁵ La Figura 75 y la Figura 76 describen los riesgos y los costes del precio y de la volatilidad de la energía y de los combustibles.

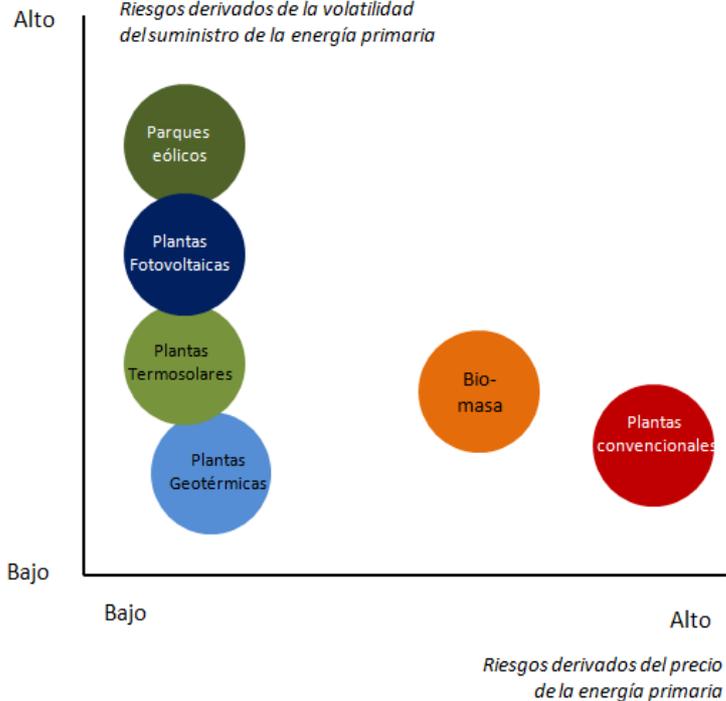


Figura 75.- Riesgos de las diferentes formas de producción de energía.

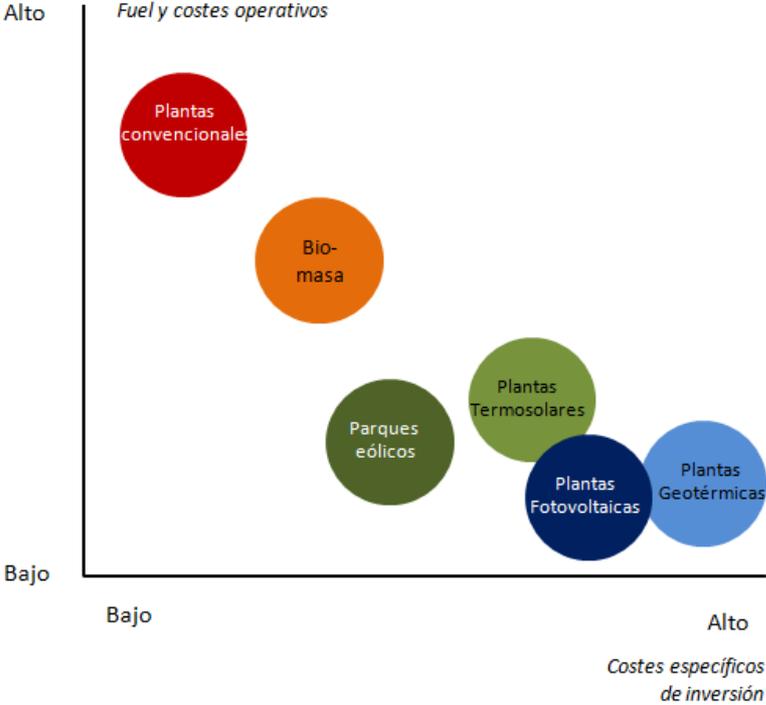


Figura 76.- Costes de los diferentes tipos de producción de energía.

⁴⁵ SEI 2009: Ireland’s low carbon Opportunity, Sustainable Energy Ireland, McKinsey, Julio 2009.

La incertidumbre de las fluctuaciones en el precio de los combustibles se amplifica por las variaciones en el precio del carbón y las incertidumbres sobre los sectores a los que va a afectar. Los grandes productores de energía en algunos países - incluyendo el Reino Unido - han pedido al gobierno a introducir un precio mínimo para el carbono, para reducir los riesgos para las empresas.

5.2.4. Riesgos Regulatorios y Medio Ambientales

La necesidad de reemplazar agotamiento de las reservas de energía está conduciendo a las empresas de energía a explorar en sitios más difícil de conseguir.

La magnitud y la duración de las fugas de petróleo tras del accidente ocurrido en el pozo del Deepwater Horizon en el Golfo de México (Figura 77) pone de relieve los riesgos de contaminación y los riesgos ambientales de operar en estos ambientes adversos. Estos riesgos aumentan con las operaciones en las zonas ambientalmente más sensibles, como el Ártico o los bosques boreales de Alberta, Canadá.



Figura 77.- Deepwater Horizon después de la explosión, propiedad de Transocean y arrendado por BP hasta septiembre de 2013, tenía el record de perforar un pozo de mas profundidad a mas de 10,685 m. El 20 de abril hubo una explosión en la torre seguida de incendio y dos días después se hundió.

Hasta la fecha, la mayoría de las políticas ambientales tienden a cobrar los productores de los costes de la limpieza de la contaminación, por el coste económico que causa la contaminación a la propiedad de otros o la compra de emisiones. Sin embargo, como el medio ambiente se considera generalmente como un "bien público" no se cotiza en un mercado convencional, creando incertidumbre en torno a los límites de responsabilidad y la manera de asegurarse contra esos riesgos.

Mientras los gobiernos tratan de cumplir con sus objetivos de emisiones a medio plazo, las regulaciones se introdujeron para reducir las emisiones de los sectores de energía individuales. Algunas regiones y países han introducido o están considerando la introducción de estándares de emisiones de rendimiento para el sector de poder que establecen un límite máximo de la intensidad de carbono de la electricidad, es decir, cuánto CO₂ se emite por cada unidad de electricidad generada (CO₂/kWh). Esto puede conducir a la eliminación rápida de determinados tipos de combustible, como el carbón, o la exigencia de instalar tecnologías radicales de reducción de emisiones, como la captura y almacenamiento de carbono. Este enfoque de elaboración de normas también potencialmente ser utilizado en las industrias extractivas.

A nivel mundial, más de 73 países tienen políticas de energías renovables (como el PEN o PANER español). Si bien no se ven afectados por normativas de emisiones, el sector de la energía renovable está expuesto a riesgos regulatorios. La falta de confianza en el carácter obligatorio y la prestación de los objetivos de energía renovable o mecanismos de incentivo pueden frenar el crecimiento en el sector. Esto afectará no sólo al sector de las energías renovables, sino que también plantea cuestiones para el sector energético en su conjunto, con la incertidumbre sobre la necesidad de fuentes de energía tradicionales.

Para lograr estos riesgos, es necesario establecer objetivos a largo plazo y fijar la política de incentivos que elimine las ambigüedades y asegurar que todos los aspectos de la política energética y las inversiones se dirigen. Ello reclamará la actuación en el conjunto del sector, que incluye a la carta, la planificación, conectividad, redes y tarifas.

No obstante, en España, existe una gran incertidumbre en el sector energético. La intención del Gobierno de recortar subvenciones a las energías renovables, con posible carácter retroactivo, está provocando un enorme desconcierto e inseguridad en las empresas verdes e independientemente de la retroactividad, en el sector, se empieza a dar por hecho que el gran recorte se puede producir en las energías solares, y no en las eólicas.

Otro ejemplo son las centrales de gas, incentivadas en su día por el Gobierno por su alta eficiencia, éstas se están quedando paradas porque las renovables entran con preferencia en la red eléctrica. La situación se agravará para estas porque también van a entrar preferentemente las centrales de carbón, por las ayudas introducidas por el Gobierno a la minería nacional. En este sentido el Gobierno prepara otra normativa para compensar a las centrales de gas...

5.2.5. Riesgos Reputacionales

Las campañas de las ONG y los medios de comunicación pueden tener consecuencias importantes en la cotización de una empresa y a su disponibilidad de capital.

Campañas recientes contra algunas formas de producción de energía han alertado de los impactos ambientales sobre los recursos naturales como el agua dulce. Esto puede dañar la reputación de las empresas que operan o financian.

Empresas Verdes de energía también podrían enfrentar críticas perjudiciales para la salud, la seguridad y de medio ambiente. Por ejemplo, un fabricante de polisilicio fue denunciado por verter sus residuos tóxicos en un área cercana a un pueblo y Greenpeace alertó de bancos financiando la producción de aceite de palma para el biodiesel, cuando esto lleva a deforestación. Basura electrónica, de sistemas de energía solar y otras de alta tecnología, es un fenómeno creciente que aún no está plenamente legislado y la industria tendrá que abordar la creciente presión de transparencia en este sentido, estos son otros ejemplos que una mala praxis puede tener importantes riesgos reputacionales e importantes consecuencias en la empresa.

5.3. Riesgos de los Parques Eólicos

En este apartado se pretende analizar e identificados los riesgos asociados a los parques eólicos, de una manera genérica, para después poder realizar un mapa de riesgos en que se tendrá en cuenta el impacto de la frecuencia y de la intensidad y cuya estimación se realizará en base a eventos históricos analizados (en el caso de la eólica onshore y la termosolar), experiencia de expertos (en el caso de la offshore y CCS) y en base a la descripción posible de los riesgos concretos (las tres tecnologías).

Debido a que la estimación del impacto de los riesgos es distinta entre la eólica offshore y la onshore, subdividiremos este apartado en dos y trataremos cada una de ellas de forma separada para después sacar las conclusiones pertinentes.

5.3.1. Parques Eólicos Onshore

Las turbinas de viento siguen multiplicándose por todo el mundo. Pero a medida que se instalan, los accidentes peligrosos aumentan, ¿Cómo de segura es la energía eólica?

Después del boom de la industria eólica en los últimos años, los proveedores y expertos en energía eólica están preocupados. Las instalaciones podrían no ser tan seguras y fiables. De hecho, con miles de inconvenientes, roturas y accidentes reportados en los últimos años, parece ser que las dificultades se están multiplicando. Las cajas reductoras montadas dentro de cubículos en la parte más alta de los mástiles, tienen corta vida, a menudo rompiéndose antes de los cinco años. En algunos casos, se forman fracturas a lo largo de los rotores, o aún en los cimientos, después de sólo una limitada operación. Se conocen casos de cortocircuitos o hélices sobrecalentadas que han provocado incendios.

Aún entre los aseguradores, que se lanzaron al nuevo mercado en los años 90, la energía eólica es considerada ahora un sector de riesgo. Allianz ha calculado que en promedio “un operador tiene que esperar daños en su instalación cada cuatro años, sin incluir desperfectos y roturas no aseguradas”.⁴⁶ Debido a estos problemas, muchas compañías de están ahora redactando nuevos requerimientos de mantenimiento –exigiéndoles que reemplacen componentes vulnerables como las cajas reductoras cada cinco años- directamente en los contratos. Pero el reemplazo de una caja reductora puede costar hasta el 10% del precio original de construcción, lo suficientemente alto como para hacer un profundo recorte en los beneficios anticipados. En verdad, muchos inversores tendrán desagradables sorpresas.

⁴⁶ SPIEGEL, *The Dangers of Wind Power*, Simone Kaiser and Michael Fröhlingsdorf, 20/08/2007; [en línea]: <http://www.spiegel.de/international/germany/0,1518,500902,00.html>



Figura 78.- Distintos siniestros debido al mal aislamiento, al impacto de un rayo y la degradación de las ruedas dentadas.

Así entonces podemos identificar los siguientes riesgos, como los más importantes identificados para la eólica onshore:

Tabla 11.- Riesgos asociados a los parques eólicos

Riesgo	Causas	Efectos
Incendio, rayo explosión	Impacto de un rayo	Fisuras en los álabes, incendios, etc
Avería de Maquinaria (rotura ruedas dentadas)	Degradación por falta de lubricación	Cambio de la caja de cambio
Avería de Maquinaria (Generador/Transformador)	Defecto de aislamiento y sobrecalentamiento por falta de refrigeración respectivamente	Incendio, que podría provocar el incendio y total destrucción de un molino, o lo que es peor, del transformador, que implica una pérdida de beneficios considerable, dependiendo del tiempo de reemplazo.
Error de diseño (cimientos)	Cálculo erróneo de las cargas dinámicas de los álabes sobre los cimientos	Fisuras en el hormigón armado.
Riesgos naturaleza no consorciables	Ráfagas de viento	Eventual destrucción de un molino

Por supuesto una buena gerencia de riesgos implica que el análisis sea individual, caso a caso, y que se extienda con cuantos riesgos sean identificados, mediante las pertinentes inspecciones a la instalación. Pero para el estudio de referencia solo se han utilizado riesgos genéricos como los arriba mencionados.

Una vez identificado los riesgos y se han evaluado (en una escala que tiene en cuenta tanto la frecuencia como la intensidad) acorde con un histórico de siniestralidad, obtenemos el mapa de riesgos de la Figura 79. La escala del mapa de riesgos va de 0-100.

Tabla 12

Riesgos adicionales asociados a los parques eólicos offshore

Riesgo	Causas	Efectos
Tendido de cable entre las turbinas eólicas y cable de evacuación marino	Daños de los contratistas como consecuencia de negligencia o falta de habilidad, anclas de barcos, etc.	Uso de barcos especializados para la reparación de las líneas de distribución.
Manejo de las turbinas	En cualquier operación offshore hay riesgo debido a los oleajes.	Pérdida de los álabes o toda la configuración "bunny ears"

Los riesgos de los parques eólicos offshore vienen incrementados debido a costes adicionales que sus homólogos onshore no tienen y estos son tal como siguen:

- Los costes que pudieran producirse en relación con la contratación de buques y equipo para la reparación de los daños, que pueden suponer fácilmente los 100.000 euros al día y esta parada puede ver incrementada la pérdida de beneficios cuando hay unas malas condiciones climáticas en las que es imposible llevar a cabo trabajos de reparación durante varias semanas debido al mar agitado y fuertes vientos.
- Las obras de reparación real en alta mar también son más costosas y sofisticadas que las reparaciones en tierra. Todo es más difícil en el manejo y los errores son difíciles de corregir. La planificación debe ser muy detallada y es importante que todo el personal, equipos y herramientas estén en su lugar.
- Las turbinas de viento no debe permanecer inactivo durante más varios meses debido al riesgo de las marcas de statu quo en los rodamientos. A fin de evitar daños y perjuicios, un generador de motor diesel debe girar la turbina. Los costes de este generador diesel fácilmente puede ascender a 100.000 euros por un retraso de cuatro meses.

Es también de consideración el impacto de los siniestros en las pérdidas de beneficio. Así entonces consideramos los siguientes puntos en diferencia de las pérdidas de beneficios de los parques onshore:

- Las malas condiciones meteorológicas pueden retrasar considerablemente el trabajo de reparación y la pérdida de beneficios puede llegar a ser muy elevada.
- El transformador es un cuello de botella. Incluso en caso de daños leves en el transformador o su cable, el parque eólico puede quedarse de brazos cruzados durante varios meses (ya se han experimentado pérdidas en este sentido de más de 4 meses), pero el período de inactividad po-

dría fácilmente extenderse a 12 meses o más si se complica el reemplazo (por ejemplo en estaciones transformadoras offshore).

- Los nuevos aerogeneradores de 5 MW suelen ser técnicamente complicados y su tamaño hace que sean difíciles de manejar (pueden tardar 14 días solo para desmantelarlo), con lo que un periodo de espera de 14 días no proporciona demasiada protección desde el punto de vista asegurador.

Es importante también saber la opinión de los expertos aseguradores, así entonces, si exponemos las distintas preocupaciones de los aseguradores, nos encontramos que Navigators, sindicato en el Lloyd's, cita el posible coste de mantenimiento y reparación como una de las principales preocupaciones de asegurar las explotaciones de energía eólica offshore y cita "Como con todos los peligros en alta mar, si algo sale mal se debe tener en cuenta cosas como la disponibilidad de los buques. Si una turbina eólica se rompe en alta mar y necesita una grúa para levantar el poco rematar una turbina, ¿dónde estará entonces el barco con la grúa?", Navigators añadió que hay sólo unos pocos barcos a disposición de todo el mundo, lo que significa que los costes de pérdidas de beneficio podrían llegar a ser elevados si los retrasos se producen. En cambio, Luis Prato, asegurador actualmente en Catlin en Londres, declaró que el mayor riesgo lo que a él le preocupaba era la distribución de la energía y, más concretamente, los transformadores en tierra. A diferencia de las torres, que están hechas de partes homogéneas, los transformadores están casi a medida, ya que necesitan estar sincronizadas para trabajar con la red. Esto significa que cuando se rompen, una posibilidad clara según Luis Prato, pueden tomar meses para reparar o reemplazar.

Pero es sin embargo el daño que puede ser causado por los buques que navegan en la zona como el riesgo más aceptado para todos. La corriente se transmite por los cables desde de las distintas turbinas hacia los transformadores, estos parques eólicos se encuentran actualmente en aguas de profundidad media, generalmente de no más de 20 metros, y, como tal, los cables son los principales objetivos para las anclas de los barcos.

Otra área a considerar es la topografía del fondo marino o pisos donde las turbinas se van a construir, ya que estos pueden cambiar de mes a mes gracias a las corrientes que fluyen rápido desplazamiento de las arenas.

Los problemas de fiabilidad en las turbinas parecen haber quedado en el pasado. Y los nuevos prototipos tienen que tener exclusiones acordes, cuya responsabilidad sería directa del fabricante.

Una vez identificado los riesgos y se han evaluado con la posible frecuencia e intensidad, obtenemos el mapa de riesgos (al igual que el anterior la escala del mapa va de 0 a 100) de la Figura 80. Hay que tener en cuenta que no se ven representados los riesgos durante la construcción y el montaje de los mismo, cuya exposición, frecuencia e intensidad de los siniestros es considerablemen-

te más elevado no solo en el montaje, sino también en las pruebas y puesta en marcha.

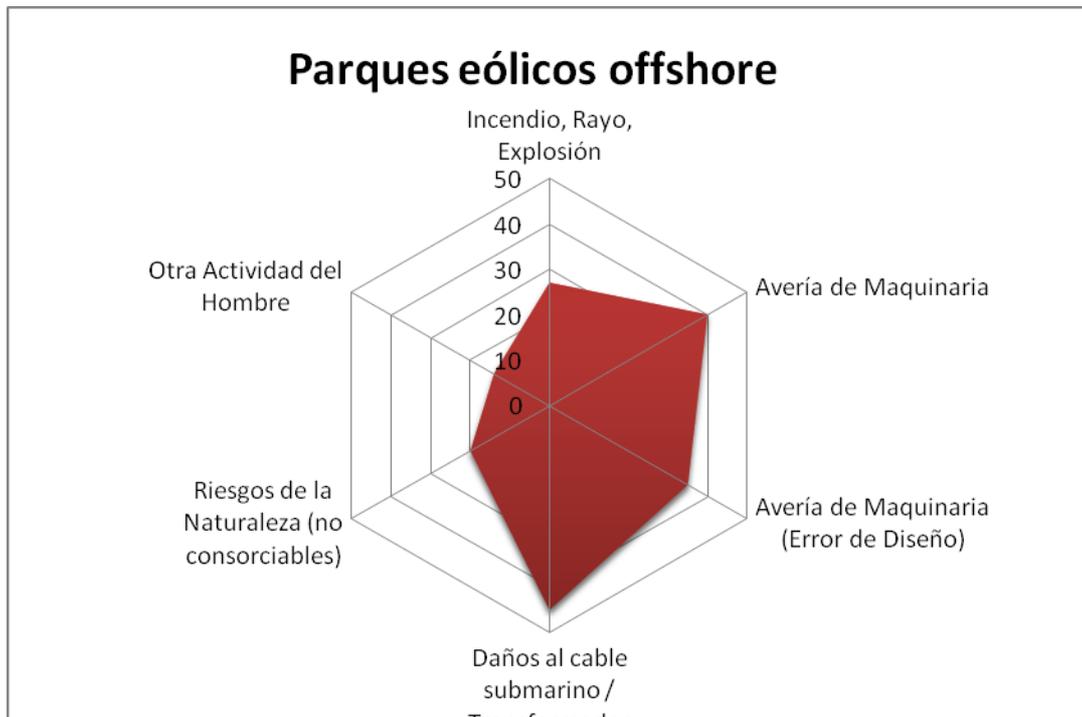


Figura 80 Mapa de riesgos para los parques eólicos offshore

Una vez identificado y cuantificado los riesgos, vemos que los riesgos por daños debido a avería de maquinaria tienden a ser

Finalmente y meramente informativo, pasamos a comparar la eólica onshore con la offshore, así en el mapa de riesgos de la Figura 81, se pone de manifiesto los enormes riesgos de la eólica offshore comparativamente hablado con la onshore.

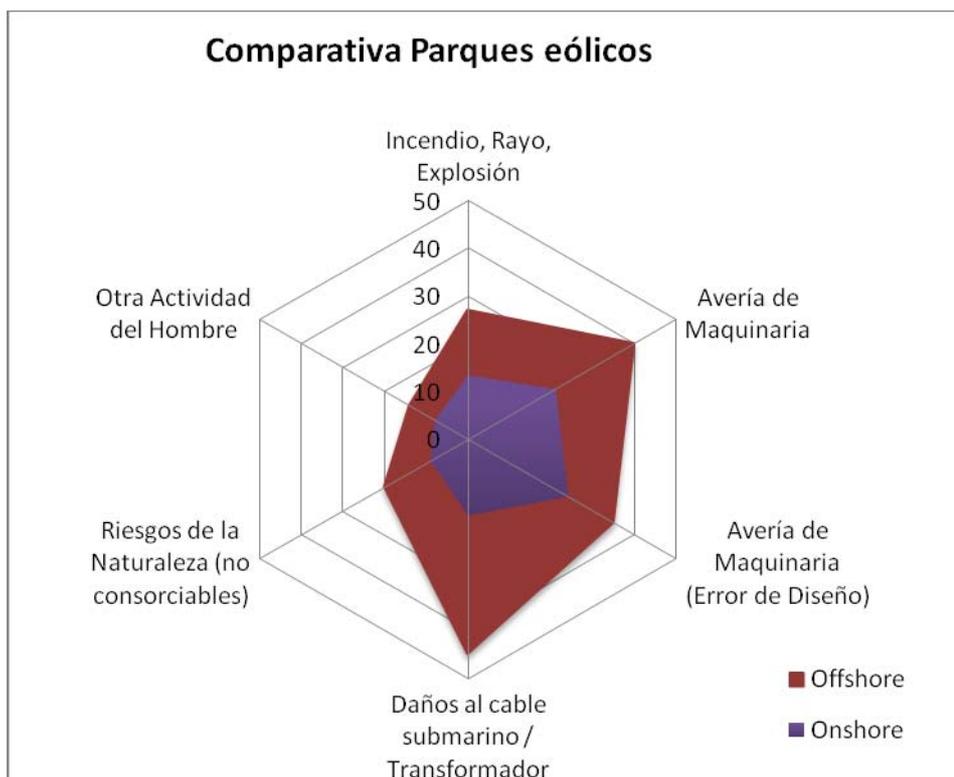


Figura 81 Mapa de riesgos comparando la eólica offshore y la onshore

5.4. Riesgos de la Termosolar

Las centrales termosolares de concentración de cilindro parabólica son plantas complejas y muchas veces con nuevos métodos y tecnologías con lo que en algunos casos no están suficientemente probadas y teniendo en cuenta la naturaleza de cada uno de los equipos y sistemas implicados, no es descabellado pensar que estas plantas van a sufrir determinadas averías.

A continuación analizaremos los siguientes riesgos, como los riesgos particulares de la termosolar que hemos identificado como más comunes y identificados, la termosolar de concentración del tipo cilindro parabólico, que al fin y al cabo es la de mayor aplicación y dentro de la tecnología termosolar, se postula como la de más implantación.

Tabla 13 Riesgos particulares de la termosolar de cilindro parabólico

Riesgo	Causas	Efectos
Avería de Maquinaria / Error de diseño (tren de vapor)	Fatiga de materiales al régimen alto de arranques y paradas diarias de la instalación).	Fisuras en los álabes, incendios, etc
Avería de Maquinaria (Mecánica - Seguimiento solar)	Averías habituales de una planta con más de 160 lazos y mas de 600 grupos.	Fugas de aceite hidráulico, problemas diversos en bombas, etc.

Avería de Maquinaria (Mecánica – Fuga Fluido térmico)	Debilidad de las juntas rotativas, problemas en las válvulas de regulación de caudal.	Incendio, que podría provocar el incendio y total destrucción de un molino, o lo que es peor, del transformador, que implica una pérdida de beneficios considerable, dependiendo del tiempo de reemplazo.
Error de diseño (intercambiadores)	Cálculo erróneo en dimensionamiento de los intercambiadores HTF.	Fugas de la instalación, provocando interrupciones del negocio significativas.
Riesgos naturaleza no consorciables	Ráfagas de viento, granizo	Eventual destrucción de un grupo colector.

También es de consideración los riesgos por degradación que sufre el fluido térmico (HTF), con lo que es necesario un correcto control preventivo del mismo y mantenimiento., el cual puede tener un impacto en la seguridad. La degradación es debido a la contaminación con restos de residuos de tuberías, por oxidación, del aceite con el oxígeno ambiental y el cracking que se produce en los tubos absorbedores. La degradación del fluido térmico y un inapropiado reemplazo del mismo, puede provocar serios daños de corrosión, modificar las propiedades de térmicas, punto de inflamación y la viscosidad.

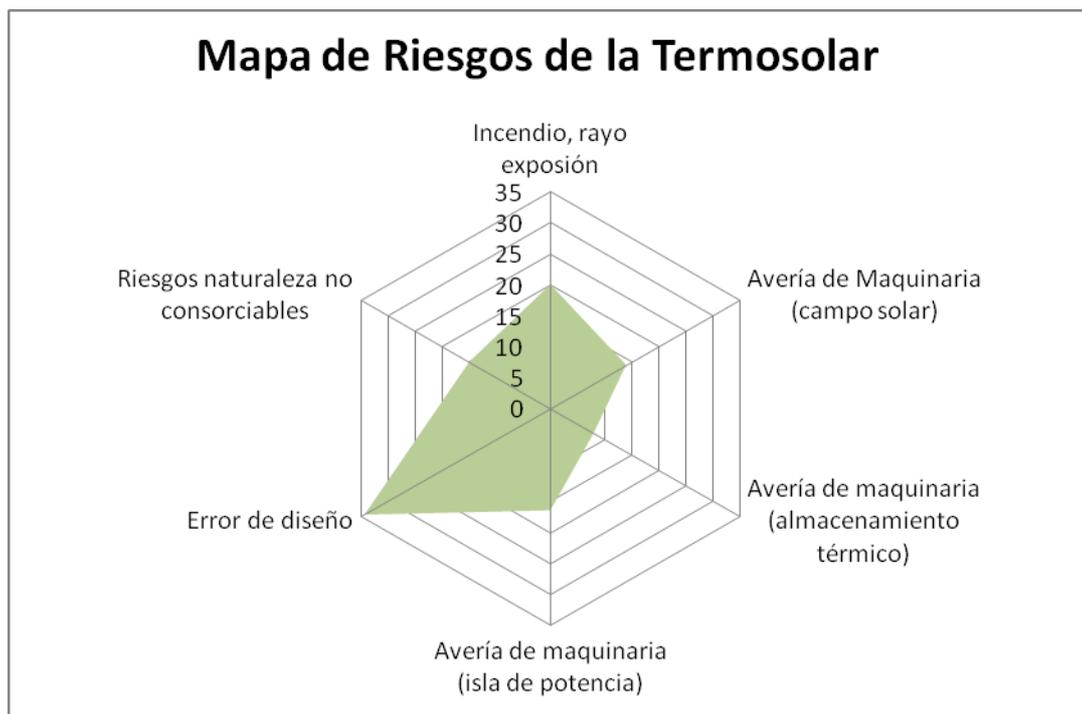


Figura 82 Mapa de riesgos de la termosolar de cilindro parabólicos con almacenamiento térmico mediante sales fundidas.

Vemos que al tratarse de una tecnología relativamente joven, el riesgo de error de diseño es relativamente alto, así entonces se tiene que vigilar y tener en cuenta las exclusiones de error de diseño pertinentes que se otorgan.

Además, al tratarse de una tecnología española, es común que las empresas tengan pedidos desde todas las partes del mundo, donde se tendría que tener en cuenta los riesgos consorciables en España tales como los riesgos de huracanes y/o terremotos.

5.5. Riesgos del Almacenamiento y Captura de CO₂

La situación actual con la CCS destaca los riesgos y dilemas del sector eléctrico. La tecnología no aporta beneficios adicionales de seguridad de suministro, de hecho, es marcha atrás con una reducción de la producción energía (todavía desconocidos) asociados con su uso, pero en un mundo con restricciones de carbono, el uso de esta tecnología puede ser la única forma en la que el carbón sea utilizable.

Hay aún una serie de cuestiones pendientes de clarificación por parte de los operadores, políticos, etc. Antes de que esta tecnologías puedan ser usadas comercialmente, entre los que destacan son los siguientes:

- Aspectos legales y de responsabilidad, ¿de quién es el dióxido de carbono almacenado y quien sería el responsable de la compresión e inyección profunda? ¿el operador de la planta o el operador del almacenamiento? ¿o del estado? No son solo cuestiones des de el punto de vista administrativo o derecho tecnológico, si no también cuestiones de responsabilidad. Así entonces la responsabilidad civil, es un aspecto clave en los riesgos asociados al almacenamiento de CO₂.
- Diseño, viabilidad: Las plantas comerciales de captura de CO₂ ocupan un espacio considerable de la que a menudo no disponibles en las centrales eléctricas existentes, lo que hace que adaptar las viejas centrales convencionales sea complicado. Debido a la chimenea grande impone demandas significativas en los contratistas de construcción de las plantas. La experiencia de la industria petrolera de exploración y producción puede ser vital para la viabilidad de dichos proyectos.

Tabla 14.- Riesgos, causas y efectos principales de la tecnología CCS

Riesgo	Causas	Efectos
Avería de Maquinaria	Fallos de las tuberías	Fugas de CO ₂
Responsabilidad Civil Medioambiental y ante reclamaciones de terceros	Fugas de CO ₂ y de CH ₄	Daños a la biosfera, Daños a las instalaciones en superficie, contaminación del suelo o aguas por escapes de CO ₂ , contaminación de acuíferos por salmueras
Error de diseño	Cálculo erróneo de los inyectores	Inyectividad reducida y falta de capacidad
Riesgos naturaleza no consorciables	Sismicidad, movimientos de tierras	destrucción de pozos con posibles fugas de CO ₂

Así entonces, una vez identificados los riesgos, podemos proceder a realizar el mapa de riesgos. Cabe destacar que los riesgos han sido evaluados teniendo en cuenta como si el almacenamiento se realizara en un acuífero salino profundo.

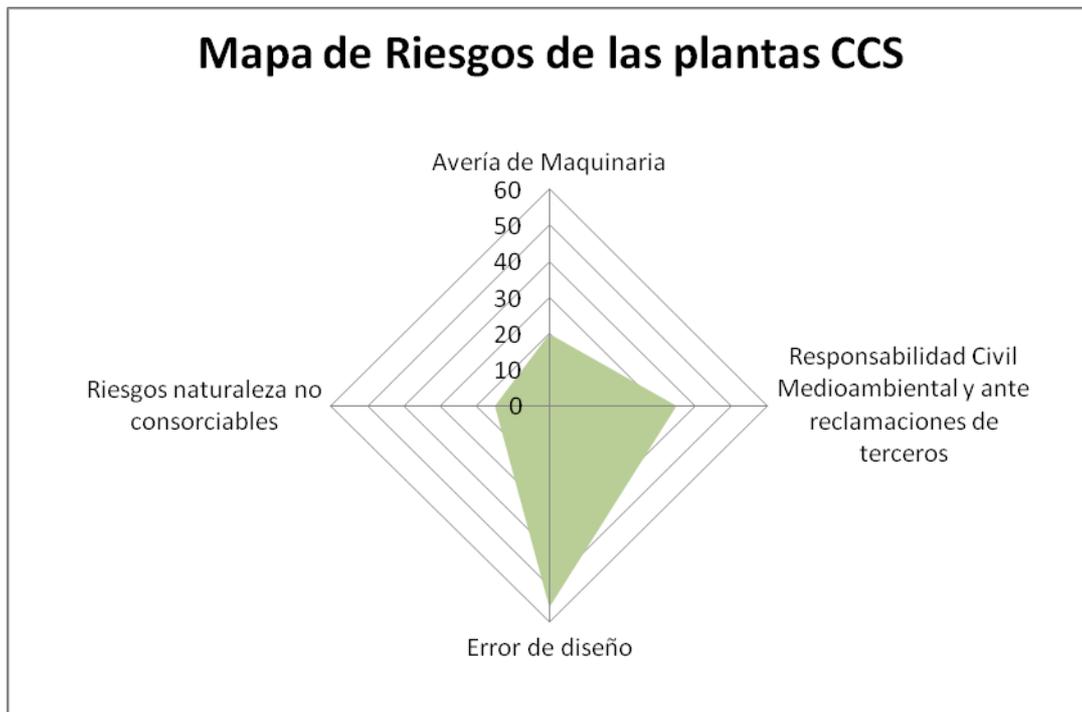


Figura 83.- Mapa de riesgos simplificado de una planta de CCS

5.6. Comparativa final y metodología de suscripción

Las tecnologías anteriormente mencionadas, como se ha comentado, no disponen de datos estadísticos suficientes como para hacer un análisis de probabilidad. Esto conlleva que dichas tecnologías tengan que ser estudiadas caso a caso, y serán puntos básicos en la suscripción los siguientes:

Son riesgos muy heterogéneos no solamente entre ellos (ver), sino también se pueden encontrar muchos matices entre por ejemplo centrales termosolares, donde la localización, el contratista, el proceso y la tecnología entre otros, serán factores determinantes en el riesgo. Así entonces serán necesarios minuciosos estudios de ingeniería para estimar correctamente la PML y EML.

Muchas compañías hacen suscripción en base a la PML, y aún teniendo capacidades de suscripción elevadas (de más de 100M€), la PML de estas pueden llegar a ser fácilmente superiores (más de 500M€ en un parque eólico offshore de 400MW de potencia), con lo que se requiere mucha capacidad y muchos participantes para cerrar la cobertura (coaseguro), adicionalmente es habitual y recomendable acudir al mercado de reaseguro para comprar capas de exceso y proteger los excesos de pérdidas, aún por participaciones pequeñas.

Además es común también, que las compañías tengan excluidos riesgos como los offshore de su contrato de reaseguro, en dicho caso, las capacidades de reaseguro se ven enormemente reducidas y no hay más opción que en el caso que se quiera participar, disponer de reaseguro facultativo.

El riesgo es y difícil de evaluar, con lo que se cotizará muchas veces con el *feeling* del suscriptor. Igualmente es muy recomendable acudir al mercado de reaseguro para comprar capacidad tanto como en exceso como en proporcional y evitar así las puntas de exposición como las que muestra la Figura 84, donde se ve claramente que aumenta la exposición a una eventual avería de maquinaria motivado por la naturaleza del riesgo prototípico.

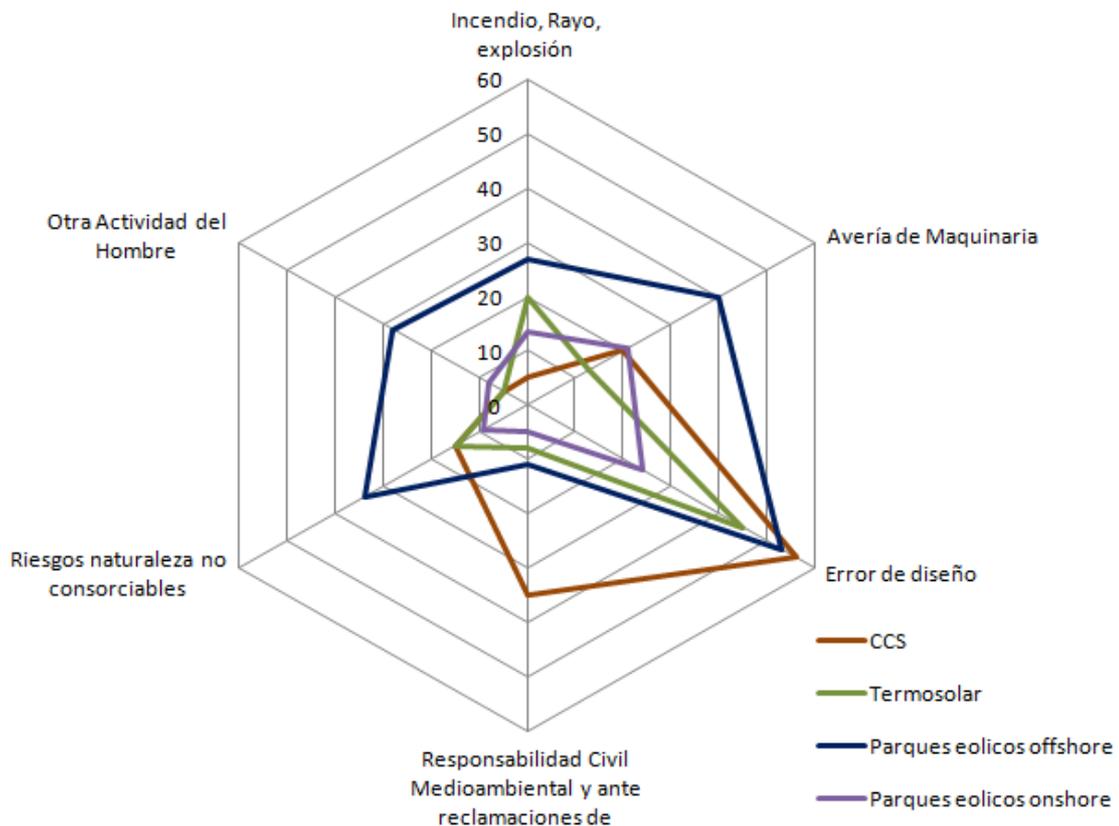


Figura 84.- Comparativa de mapas de riesgos entre tecnologías.

Los productos aseguradores habituales son similares a las de programas de energía en general, hablo del todo Riesgo de Construcción y Montaje incluyendo ALOP (Advance Loss of Profit) y Responsabilidad Civil mientras está en construcción, montaje y pruebas. Una vez terminada la planta, acostumbra a entrar en explotación comercial, con lo que entrará habitualmente en un programa de Todo Riesgos de Daños Materiales y Pérdida de Beneficios, incluyendo Avería de Maquinaria para la operación así como en un programa de Responsabilidad Civil (si lo hubiera).

Finalmente, solo mencionar que estos riesgos son altamente dependientes de la fuente de energías primarias tales como el viento, el agua o el sol. Aunque ya lo hay, una oportunidad de futuro, sería desarrollar productos que garanticen las inversiones a pesar de las inclemencias meteorológicas.

6. Conclusiones

Hay previsiones de que a finales de 2010 en España habrá cerca de 100.000 empleos directos y otros 100.000 empleos indirectos en el sector de las energías renovables, se estima que su aportación al PIB es del 0,67% y se cubre un 26% de la demanda a partir de energías renovables haciendo que sea su mix energético una referencia en otros países.⁴⁸ La marca “España” vende en el extranjero no solo en la energía eólica, donde tenemos dos de los diez mayores productores de turbinas eólicas (Gamesa y Acciona) o la que mas MW instalados tiene (Iberdrola Renovables), sino también en la fotovoltaica y la termosolar, sector donde otra vez empresas españolas, como Acciona y Abengoa, son referencia en el mundo, exportando esta tecnología.

Lo anterior solo se explica gracias al sistema de primas fijas, que países como España o Alemania han implantado y los han convertido en líderes mundiales renovables. Si bien queda un largo camino por recorrer, la eólica y la fotovoltaica se han consolidado como punteras a nivel mundial, con empresas españolas entrando en los mercados emergentes de Estados Unidos, China o India. Los liderazgos hay que mantenerlos y es por eso que necesitan de un esfuerzo común de políticos, empresas y ciudadanos para que las energías renovables nos aseguren una generación energética autóctona y limpia (motivados por el protocolo de Kyoto y la dependencia de los recursos fósiles de otros países).

A parte de los sectores mencionados con anterioridad, el sector asegurador, ha participado activamente en el cambio verde, con soluciones aseguradoras competitivas y altamente especializadas que cubre este sector, el cual está en constante evolución y con muchos retos tecnológicos futuros (algunos de los cuales están han estado mencionados). Así entonces, el desarrollo de estas tecnologías abre un abanico de oportunidades para las aseguradoras españolas, que en primera instancia tendrían que ser las encargadas de dar soporte a las demandas del mercado fomentando el desarrollo y la expansión geográfica, no obstante, muchas veces está respuesta aseguradora se tienen que encontrar fuera, no en la eólica que es un mercado maduro, pero si en la termosolar, la CCS o eventualmente a la energía eólica marina (si algún día llega a prosperar) al tratarse de un sector joven. Es aquí donde la evaluación y opinión técnica tanto de ingenieros como de brokers y reaseguradores tendrá más importancia que otras tecnologías maduras, donde la suscripción se efectuará utilizando datos empíricos con suficiente grado de precisión de la probabilidad y magnitud de los daños por siniestros acontecidos.

Esta falta de experiencia técnica, hace que el asesoramiento, evaluación del riesgo y experiencia internacional mediante el mercado de reaseguro ganen

⁴⁸ APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables de España; “La Energía en España” [en línea]: <http://www.appa.es/01energias/03renovablesespana.php>

relevancia para los suscriptores de las aseguradoras con el fin de facilitarles la suscripción de riesgos tales como la termosolar y darles guías para una correcta implantación en el mercado y una adecuada gerencia de riesgos, haciendo España no solo líder de la tecnología sino también de sus respectivas respuestas y soluciones aseguradoras.

7. Bibliografía

Libros:

Freire, José Ramón (2008): El papel del gas natural en la cogeneración. La Energía, S.A.

Gardiner, Brian (1995): *Pensando en el Futuro Demandas de energía..* España, Eldevives, pg 8-9

Kaiser, Simone; Fröhlingsdorf, Michael (20/08/2007): The Dangers of Wind Power. Spiegel

Pérez Torres, J.L. (2002) *Conociendo el Seguro. Teoría General del Seguro*, Barcelona.

Informes:

AON Risk Quantum “Mapa de Riesgos de la Empresa” [en línea]:
<http://www.agers.es/pdf/documentos/congreso3/pdf/manuelgarcia.pdf>

Fundación Mapfre (2008): La energía de hoy y mañana. [en línea]: www.mapfre.com

IMIA WGP 62 (2009): New Challenges for Wind Energy. [en línea]: www.imia.com

IPCC (2005): La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono.

Lloyd's 360° Risk Insight “Sustainable energy security: strategic risks and opportunities for business” [en línea]: www.lloyds.com

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2010): *ANEXO AL PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA (PANER) 2011 - 2020*

Monràs, Xavier (2010): La Gerencia de Riesgos y la gestión técnica de Grandes Riesgos Industriales.

REE (2005-2010): Sistema Eléctrico español 2005-2010. [en línea]: www.ree.es

Renovetec (2009): El control químico en centrales Termoeléctricas. en línea]: www.renovetec.es

Siemens AG, Oil & Gas Division: Turbinas de vapor industriales. [en línea]: www.siemens.com

Varios, Munich Re Group (2009): Munich Re Newables; Our contribution to a low-carbon energy supply.

Varios, Munich Re Group (2009): Tecnología para underwriter; 38 Centrales hidroeléctricas.

Varios, Munich Re Group (2008): Opportunities from climate change; Innovate insurance solutions for renewable energies

Webs:

Abengoa Solar: www.solucar.es

Acciona Energía: www.mityc.es/energia

CNE: Comisión Nacional de la Energía: www.cne.es

Diario de la Energía: <http://www.energiadiario.com/publicacion/>

El Economista: www.eleconomista.es

EDP: www.edp.pt

Endesa: www.endesa.es

Gamesa: www.gamesacorp.com

Gas Natural: www.gasnatural.com

Iberdrola: www.iberdrola.es

IDEA (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía): www.idae.es

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): www.ipcc.ch/

Marsh España: www.marsh.es

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: www.mityc.es/energia

OMEL (Operador del Mercado Español de Electricidad): www.omel.es

Red Eléctrica de España: www.ree.es

Solar Millenium: www.solarmillennium.de

UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica): www.unesa.es

Vestas: www.vestas.com

Anexos

I. Marco regulatorio⁴⁹

En el presente apartado se recogen los principales textos que conforman el marco regulatorio de las energías renovables, si bien aquellos textos específicos de una tecnología determinada pueden consultarse en las distintas secciones.

La legislación europea constituye un importante observatorio de las tendencias en Europa por la trasposición que ha de realizarse con posterioridad a las legislaciones nacionales. En este sentido, la Directiva sobre "Fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables" deberá recogerse en el plazo de 18 meses desde su aprobación definitiva en la legislación española.

Legislación comunitaria:

- Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
- Marco comunitario de imposición de los productos energéticos
- Carta europea de la energía

Legislación española:

- 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
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica
- 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 1.700/2003 sobre el uso de biocarburantes
- Ley de Aguas (2004)
- Corrección de Errores del Real Decreto 436/2004
- Real Decreto 436/2004, sobre el régimen jurídico y económico de la producción de electricidad en régimen especial
- Memoria Eléctrica para el 2004
- Real Decreto Tarifas 2004

Cada CCAA tendrá una legislación aplicable distinta.

⁴⁹ APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables de España; "La Energía en España" [en línea]: <http://www.appa.es/01energias/05legislacionre.php>

Antoni Galí Isus



Barcelona, 11 de abril de 1984.

Ingeniero Industrial Superior por la Escola Tècnica Superior d'Enginyers Industrials de Barcelona (ETSEIB, UPC) realizando en 2007 el último curso y proyecto en la Luleå Tekniska Universitet, Suecia (Master Thesis: "Monitoring and assessment of a prestressed concrete girder bridge in Kiruna", matrícula de honor por LTU)

La experiencia profesional empieza en 2008 con la incorporación en la correduría de reaseguros Brex Re (Grupo Expert) y ejerce de técnico de riesgos de ingeniería y daños.