

Al corriente de la electricidad

preguntas y respuestas
para estudiantes de ESO
y Bachillerato



UNESA
ASOCIACIÓN ESPAÑOLA
DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Al corriente de la electricidad

111 preguntas y respuestas
para estudiantes de ESO
y Bachillerato

Copyright 2004, UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica
Francisco Gervás, 3. 28020 Madrid
Teléfono: 91 567 48 00
Fax: 91 567 49 87
Correo electrónico: info@unesa.es
Página web: www.unesa.es
Coordinación: Vicente Gil Sordo

DISEÑO Y PRODUCCIÓN: PROMOCAMSEIS
Miguel Ángel, 1 dup. 3.º Izda. 28010 Madrid
Teléfono: 91 702 03 98
Fax: 91 702 03 81
Correo electrónico: direccion@promocamsesis.com

ILUSTRACIONES: José Luis Tascón, Miguel Gómez, Raquel Nieto y Sergio García.

FOTOGRAFÍAS: UNESA, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, ENEL Viesgo, Foro Nuclear, Red Eléctrica, Enusa y Enresa.

Producción gráfica: Artes Gráficas Palermo, S.L.
Depósito Legal: M-50.275-2004
Impreso en España

Una Publicación para estudiantes

Actividades como encender una lámpara, poner en marcha el televisor o accionar un simple interruptor son tan frecuentes en la vida cotidiana que es fácil olvidar que detrás de ello existe toda una gran industria que hace posible el suministro de electricidad en condiciones de calidad, seguridad y fiabilidad.

Para cumplir estos objetivos, la industria eléctrica ha tenido que construir grandes y complejas instalaciones, haciendo uso de muy diversas tecnologías y con distintas fuentes de energía: desde grandes complejos hidroeléctricos a centrales nucleares o de combustibles fósiles, ya sean de carbón, gas natural o derivados del petróleo. También se aprovechan las energías renovables que, en general, contribuyen todavía de manera modesta pero creciente a satisfacer las necesidades.

La total cobertura de la demanda eléctrica exige, además, el desarrollo de una eficiente red de transporte y distribución que conecte los centros de producción y de consumo. Esta red, cada vez más compleja, consta de cientos de miles de kilómetros de líneas extendidas a lo largo y ancho de nuestra geografía.

Entre las funciones de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) está la de realizar publicaciones de divulgación energética que den a conocer, de la manera más sencilla posible, la gran complejidad del sistema eléctrico de generación y transporte.

UNESA ha publicado, en el 2003, "*La electricidad en España. 313 preguntas y respuestas*". Con una excelente acogida por parte de las empresas y organizaciones, la dirección de UNESA ha creído conveniente añadir al mencionado esfuerzo editorial la presente publicación, que está orientada, principalmente, a los profesores y estudiantes de Bachillerato y Formación Profesional. En ella, se exponen de forma didáctica respuestas a las cuestiones más importantes que pueden surgir entre los estudiantes.

Esta publicación se enmarca dentro del servicio de divulgación energética para escolares que ha puesto en marcha UNESA y que se refleja en la página web www.unesa.net

Quiero agradecer el buen trabajo realizado a la dirección de UNESA y a todos los profesionales que han intervenido en la elaboración de esta publicación, especialmente a Vicente Gil Sordo, que ha llevado la coordinación, por divulgar la complejidad de la industria eléctrica española entre nuestra población escolar de forma sencilla y concisa, pero con el necesario rigor técnico.

Tengo la confianza de que esta publicación será bien recibida por parte de los profesores y estudiantes, les permitirá conocer mejor la compleja actividad del Sector Eléctrico e incluso despertará, tal vez, vocaciones profesionales.

Iñigo de Oriol e Ybarra
Presidente de UNESA
Enero 2005

Índice de preguntas

Capítulo I

La energía. Conceptos básicos

1. ¿Qué es la energía?	15
2. ¿Qué son las fuentes de energía?	16
3. ¿Cómo se clasifican las fuentes de energía?	16
4. ¿Cuáles son las principales fuentes de energía primaria?	18
5. ¿Cómo se mide la energía?	19
6. ¿Qué es la potencia y cómo se mide?	21
7. ¿Cuál es el consumo mundial de energía primaria?	22
8. ¿Existe relación entre el consumo de energía y el desarrollo económico de un país?	23
9. ¿Hay escasez de energía en el mundo?	24
10. ¿Cuál es el consumo de energía primaria en España?	27
11. ¿Cuál es la producción de energía primaria en España?	29
12. ¿Cuál es la dependencia energética de España?	30
13. ¿Cómo evolucionará el consumo de la energía en España?	31
14. ¿Qué se entiende por medio ambiente?	34
15. ¿Qué es la contaminación ambiental y la lluvia ácida?	35
16. ¿Qué se entiende por efecto invernadero y cambio climático?	36
17. ¿Qué se entiende por desarrollo sostenible?	38

Capítulo II

La electricidad en España.

Aspectos generales

18. ¿Cuándo se inició en España la utilización de energía eléctrica?	43
19. ¿Cómo ha evolucionado históricamente la industria eléctrica en España?	44
20. ¿Cuál es la potencia del parque generador actual en España?	46
21. ¿Cuántas centrales eléctricas hay en España y cuál es su distribución por Comunidades Autónomas?	47
22. ¿Cómo ha evolucionado la producción de energía eléctrica en España?	48

23. ¿Cuál es la producción actual de energía eléctrica en España y cuál es su distribución por Comunidades Autónomas?	50
24. ¿Cómo ha evolucionado el consumo de electricidad en España?	51
25. ¿Cómo se distribuye el consumo eléctrico por Comunidades Autónomas?	54
26. ¿Cuál es la distribución del consumo de electricidad por sectores económicos?	55
27. ¿Cuál es el consumo de electricidad por habitante en España y en la Unión Europea?	55
28. ¿Continuará creciendo el consumo de energía eléctrica en España en los próximos años?	56
29. ¿Se hallan interconectados todos los centros de producción y consumo de energía eléctrica en España?	57
30. ¿Cuántas empresas producen y distribuyen electricidad en España?	59
31. ¿Qué es la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)?	60
32. ¿Qué hacen las empresas eléctricas de UNESA para el uso eficiente de la electricidad?	64
33. ¿Qué hacen las empresas eléctricas de UNESA en el área de la investigación?	65
34. ¿Qué hacen las empresas eléctricas de UNESA en la prevención de riesgos laborales?	66

Capítulo III

La producción de electricidad

35. ¿Cuáles son los principios básicos para la producción de electricidad?	71
a) <i>Centrales hidroeléctricas</i>	
36. ¿Qué es una central hidroeléctrica?	73
37. ¿Cómo funciona una central hidroeléctrica?	75
38. ¿Qué es una central de bombeo?	76
39. ¿Cómo funciona una central de bombeo?	77
40. ¿Qué es una minicentral hidroeléctrica?	79
41. ¿Cuáles son las principales centrales hidroeléctricas en España?	80
42. ¿Qué impacto tienen las centrales hidroeléctricas en el medio ambiente?	82
b) <i>Centrales térmicas de combustibles fósiles</i>	
43. ¿Qué es una central térmica convencional?	83
44. ¿Cómo funciona una central térmica convencional?	84
45. ¿Cuáles son las principales centrales de carbón en España?	85
46. ¿Cuáles son las principales centrales que consumen fuelóleo/gas en España?	87
47. ¿Qué impacto tienen las centrales térmicas convencionales en el medio ambiente?	89
48. ¿Qué es una central de gas de ciclo combinado?	90
49. ¿Cómo funciona una central de ciclo combinado?	92

111 preguntas y respuestas

50. ¿Cuáles son las principales centrales españolas de ciclo combinado?	93
51. ¿Qué impacto tienen las centrales de ciclo combinado en el medio ambiente?	95
52. ¿Qué es una central de cogeneración?	96
53. ¿Cuál es la potencia de cogeneración en España?	97
c) <i>Centrales nucleares</i>	
54. ¿Qué es la energía nuclear?	99
55. ¿Qué es un reactor nuclear de fisión?	99
56. ¿Qué es una central nuclear?	100
57. ¿Cómo funciona una central nuclear?	103
58. ¿Cuáles son las centrales nucleares en España?	104
59. ¿Son seguras las centrales nucleares españolas?	107
60. ¿Podría producirse un accidente como el de Chernobyl en las centrales nucleares españolas?	109
61. ¿Cuál es el impacto de las centrales nucleares en el medio ambiente?	110
d) <i>Centrales eólicas</i>	
62. ¿Cómo se aprovecha la energía eólica?	111
63. ¿Cómo funciona una central eólica?	112
64. ¿Cómo ha sido el desarrollo de la energía eólica en España?	114
65. ¿Cuál es el impacto de las centrales eólicas en el medio ambiente?	115
e) <i>Centrales de biomasa</i>	
66. ¿Qué es la biomasa?	116
67. ¿Cómo se utiliza la biomasa para la producción eléctrica?	117
68. ¿Cómo funciona una central eléctrica de biomasa?	119
69. ¿Cómo funciona una central incineradora de residuos sólidos urbanos (RSU)?	120
70. ¿Cuál es el impacto de las centrales de biomasa en el medio ambiente?	122
f) <i>Centrales solares</i>	
71. ¿Qué es la energía solar?	123
72. ¿Cómo se aprovecha la energía solar?	124
73. ¿Qué es una central termosolar?	126
74. ¿Cómo funciona una central solar de tipo torre central?	127
75. ¿Cómo se utilizan las instalaciones fotovoltaicas?	128
76. ¿Cómo funciona una central fotovoltaica?	130
77. ¿Cuál es el impacto de las centrales solares en el medio ambiente?	131
g) <i>Centrales geotérmicas</i>	
78. ¿Qué es la energía geotérmica?	131
79. ¿Cómo se aprovecha la energía geotérmica y cuál es su utilización en España?	132
80. ¿Cuáles son las principales ventajas y desventajas de cada uno de los tipos de centrales eléctricas?	134

Capítulo IV

El transporte de electricidad

- 81. ¿Qué es la red eléctrica? 137
- 82. ¿Cómo ha evolucionado la Red de Transporte de alta tensión en España? 140
- 83. ¿Realiza España intercambios de electricidad con otros países? 142

Capítulo V

Nuevas tecnologías de producción de electricidad

a) Tecnologías para la "combustión limpia" del carbón

- 84. ¿Qué son las nuevas tecnologías de "combustión limpia" del carbón? 147
- 85. ¿Qué es la tecnología de gasificación del carbón y ciclo combinado integrado? 149
- 86. ¿Cómo funciona una central de gasificación del carbón y ciclo combinado integrados? 150

b) Células de combustibles

- 87. ¿Qué son las células o pilas de combustible? 152
- 88. ¿Cuáles son las perspectivas de uso comercial de las pilas de combustible? 154

c) Fusión nuclear

- 89. ¿Qué es la fusión nuclear y cuáles son sus perspectivas? 155

d) Energías marinas de los océanos

- 90. ¿Qué son las energías marinas y cuáles son sus perspectivas? 157

Capítulo VI

Otros aspectos del funcionamiento del Sector Eléctrico

- 91. ¿Cuáles son los principios fundamentales en los que está basado el Sistema Eléctrico español? 163
- 92. ¿Existe libertad de construcción para las nuevas centrales eléctricas? 166
- 93. ¿La comercialización de la electricidad está totalmente liberalizada? 166

111 preguntas y respuestas

94. ¿Cuáles son los agentes principales que actúan en el sistema eléctrico?.....	167
95. ¿Qué es el Operador del Mercado (OMEL)?.....	169
96. ¿Red Eléctrica de España (REE) es el Operador del Sistema?.....	170
97. ¿Qué son las empresas comercializadoras de electricidad?.....	171
98. ¿Qué función tienen las Administraciones Públicas?.....	172
99. ¿Qué es la Comisión Nacional de Energía (CNE).....	173
100. ¿Qué es el Consejo de Seguridad Nuclear? (CSN).....	173
101. ¿Está garantizado el suministro de electricidad en España?.....	174
102. ¿Cuál es la calidad de servicio en el Sector Eléctrico español?.....	175
103. ¿Cuáles son los precios de la electricidad en España?.....	176
104. ¿Qué son las tarifas eléctricas integrales?.....	177
105. ¿Cuál es la cifra de negocios (facturación) del Sector Eléctrico español?.....	179
106. ¿Cuántas personas trabajan en el Sector Eléctrico español?.....	180
107. ¿Quiénes son los propietarios de las empresas eléctricas españolas?.....	180
108. ¿Existe un Mercado Único de Electricidad en Europa?.....	181
109. ¿Qué es el Mercado Ibérico de la Electricidad?.....	182
110. ¿Cómo influirán las políticas ambientales en el desarrollo futuro del Sector Eléctrico?.....	184
111. ¿Cómo se están adaptando las empresas eléctricas españolas al nuevo marco regulador?.....	184
Bibliografía	187

Capítulo 1

La energía. Conceptos básicos

1. ¿Qué es la energía?

Aunque la energía es un concepto difícil de definir, resulta un vocablo familiar para todo el mundo. Así, si una actividad dura largo rato, comentamos: "hemos perdido mucha energía". También expresamos que tenemos que apagar el televisor cuando no lo estamos viendo "para no malgastar energía". Ahora bien, estas ideas previas sirven de base para comprender que la energía se caracteriza por la capacidad de los cuerpos para realizar un trabajo.

Por tanto, la energía es una magnitud física asociada con la capacidad que tienen los cuerpos para producir trabajo mecánico, emitir luz, generar calor, etc. La energía puede manifestarse de distintas formas: gravitatoria (masa a una cierta altura), cinética (masa con una cierta velocidad), química, eléctrica, magnética, nuclear, radiante, etc., existiendo la posibilidad de que se transformen entre sí, pero respetando siempre el principio de conservación de la energía.

Prácticamente toda la energía de que disponemos proviene del Sol. Produce los vientos, la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes, las lluvias y, por consiguiente, los saltos de agua. Su calor y su luz son la base de numerosas reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y de los animales que con el paso de los siglos originaron los combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas. Los vientos producen las olas que pueden aprovecharse energéticamente, etc.



El Sol, fuente básica de la energía en nuestro planeta.

Únicamente la energía geotérmica proviene, fundamentalmente, del calor existente a gran profundidad bajo la superficie terrestre. Si se hace llegar a la superficie puede calentar una vivienda o mover una turbina para generar electricidad. Solamente es rentable en lugares muy concretos de nuestro planeta.

2. ¿Qué son las fuentes de energía?

Para obtener la energía que consumimos tenemos que partir de algún cuerpo o materia que la tenga almacenada, pudiendo aprovecharla directamente o por medio de una transformación física o química. A estos cuerpos se les llama *fuentes de energía*. Las cantidades disponibles de energía de estas fuentes son los llamados *recursos energéticos*.

La Tierra posee grandes cantidades de estos recursos. Sin embargo, para que estos recursos puedan utilizarse es necesario que su obtención y transformación sea posible tanto desde el punto de vista tecnológico como del económico.

Hay fuentes energéticas que tienen su energía muy concentrada (mucha energía por unidad de masa). Son el carbón, el petróleo, el gas natural, la hidroelectricidad, el uranio, etc. Por el contrario, existe otro tipo de fuentes con energía mucho menos concentrada, tal el caso de muchas energías renovables, como la solar, la eólica, la biomasa, energía de las olas, etc.



Extracción y refinado de petróleo. Energía concentrada.



Los saltos de agua pueden aprovecharse energéticamente.

3. ¿Cómo se clasifican las fuentes de energía?

Las fuentes de energía pueden clasificarse atendiendo a diversos criterios, como su disponibilidad o su forma de utilización. Según su disponibilidad se clasifican en: fuentes de energía renovables y no renovables.

- Las *energías renovables* son aquellas cuyo potencial es inagotable por provenir de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria de otros planetas de nuestro sistema solar. Son, fundamentalmente, la energía hidráulica, solar, eólica, la biomasa y las oceánicas.

111 preguntas y respuestas

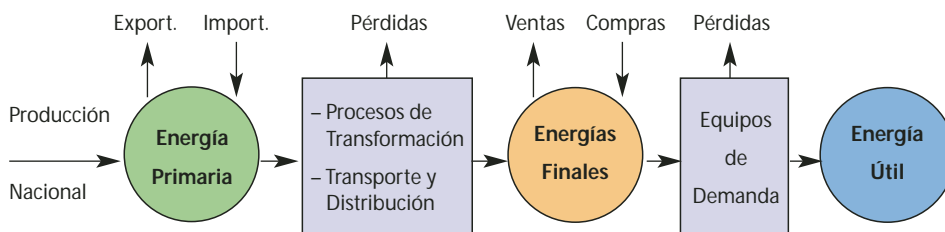
- Las *energías no renovables* son aquellas que existen en una cantidad limitada en la naturaleza. No se renuevan a corto plazo y por eso tienen una existencia acotada. La demanda mundial de energía en la actualidad se satisface fundamentalmente con este tipo de fuentes. Las más comunes son los combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural, y los combustibles nucleares: uranio y plutonio.

Según sea su forma de utilización, podemos clasificar a las fuentes de energía en: *primarias, secundarias y útiles*.

- Las *energías primarias* son las que no han sido sometidas a ningún proceso de conversión y, por tanto, se obtienen directamente de la naturaleza, como por ejemplo: el carbón, el petróleo, el gas natural, la hidráulica, la eólica, la biomasa, la solar y el uranio natural. Pueden comprarse y venderse en el mercado energético.
- Las *energías secundarias*, llamadas también *finales*, se obtienen a partir de las primarias mediante procesos de transformación energética (centrales hidroeléctricas, refinerías, etc.). Es el caso de la electricidad o el de los carburantes (gasolinas, gasóleos, keroseno, etc.). Son las que compran los consumidores y también pueden adquirirse en el mercado al por mayor.
- Las *energías útiles* son las que realmente obtiene el consumidor después de la última conversión realizada por sus propios equipos de demanda (automóvil, bombilla, radiadores, etc.). Tal es el caso de las energías mecánica, calorífica, luminosa, química, etc.

Un esquema de esta cadena energética puede verse en el gráfico adjunto.

Gráfico 1.1
Clasificación de las fuentes de energía por su utilización



4. ¿Cuáles son las principales fuentes de energía primaria?

Las fuentes de energía comerciales más utilizadas actualmente en el mundo son: el petróleo, el carbón, el gas natural, la energía hidráulica y la nuclear. Son los tipos de energía que hoy en día responden mejor, por su disponibilidad y costes de utilización, a las necesidades energéticas de la humanidad, y son las más conocidas por todos.

Las energías renovables, aunque cuantitativamente tienen hoy en el plano comercial una importancia relativa (salvo la hidráulica y la eólica), están llamadas a jugar un papel importante a medida que se vayan agotando las reservas de las energías fósiles.

Estas energías renovables utilizan como energía primaria la energía *hidráulica* (aprovechamiento de la energía del agua), la energía *eólica* (aprovechamiento del potencial de viento), la energía *solar*: tanto en usos térmicos (calentamiento de fluidos) como en usos fotovoltaicos (producción de energía eléctrica); la energía *geotérmica*; y las energías *marinas* (olas, mareas y corrientes marinas). Junto a estas modalidades, se incluye también la *biomasa*. Aunque en su uso se emite CO₂, éste ha sido previamente fijado en el combustible, por lo que su balance global a este respecto se considera aproximadamente neutro.

De éstas, son conocidos los aprovechamientos de la energía hidroeléctrica para generación de electricidad y el uso de la biomasa en los países emergentes. Aunque tradicionalmente constituyeron el grueso de la aportación a los sistemas energéticos, desde finales de los años ochenta, con el desarrollo de nuevas tecnologías, como las de la energía eólica, la solar o la utilización de residuos urbanos, este tipo de energías incrementa paulatinamente su participación en el mercado de generación eléctrica.

Los países desarrollados comenzaron a impulsar este tipo de energías como consecuencia de la crisis de los hidrocarburos de los años setenta. Esta crisis había causado efectos negativos muy importantes en sus economías. En aquellos momentos, la participación del petróleo en los balances de energía primaria de estos países alcanzaba tasas mayoritarias del orden del 50% o más (en España, el 70%); la elevación de los pre-



Las centrales hidroeléctricas de gran tamaño dan mucha flexibilidad al funcionamiento del sistema eléctrico.

cios del petróleo era continua; había una incidencia muy negativa en sus balanzas de pagos, etc. Los responsables de las políticas energéticas de estos países centraron su atención en el ahorro energético y, además, en la posibilidad del desarrollo de las energías renovables, por ser fuentes energéticas autóctonas y no agotables.

Más recientemente, durante la década de los noventa, el principal argumento para la promoción de estas energías ha sido el medioambiental. El objetivo de un desarrollo sostenible exigía, entre otras cosas, la limitación de emisiones de gases de efecto invernadero y, por ello, el cumplimiento del *Protocolo de Kioto* es uno de los motivos que más se esgrimen para el fomento de estas energías.

Finalmente, entre otros motivos que justifican la promoción de este tipo de energías se puede mencionar el hecho de que favorecen un mayor enlace social y económico, como la fijación de población en áreas rurales; la creación de puestos de trabajo (en muchos casos en zonas no industrializadas); el desarrollo tecnológico y el de la industria de bienes de equipo.



El gas natural, básico para el abastecimiento energético mundial.

5. ¿Cómo se mide la energía?

La energía tiene las mismas unidades que la magnitud trabajo. En el Sistema Internacional de Unidades (SI), la unidad de trabajo y de energía es el *julio* (J), definido como el trabajo realizado por la fuerza de 1 newton cuando desplaza su punto de aplicación 1 metro.

Para la energía eléctrica se emplea como unidad de generación el *kilovatio-hora* (kWh) definido como el trabajo realizado durante 1 hora por una máquina que tiene una potencia de 1 kilovatio (kW). Su equivalencia es: $1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J}$

Para poder evaluar la "calidad energética" de las distintas *fuentes de energía* se establecen unas unidades basadas en el poder calorífico de cada una de ellas. Las más utilizadas en el sector energético son: kilocalorías por kilogramo de combustible (kcal/kg); tonelada equivalente de carbón (tec); y tonelada equivalente de petróleo (tep). Sus definiciones son:

Al corriente de la electricidad

- *Kcal/kg* aplicada a un *combustible*, nos indica el número de kilocalorías que obtendríamos en la combustión de 1 kg de ese combustible.

$$1 \text{ kcal} = 4,185 \times 10^3 \text{ J}$$

- *Tonelada equivalente de carbón (tec)*. Representa la energía liberada por la combustión de 1 tonelada de carbón tipo (hulla).

$$1 \text{ tec} = 2,93 \times 10^{10} \text{ J}$$

- *Tonelada equivalente de petróleo (tep)*. Equivale a la energía liberada en la combustión de 1 tonelada de crudo de petróleo.

$$1 \text{ tep} = 4,185 \times 10^{10} \text{ J}$$

Una relación entre las principales unidades de energía se presenta en la Tabla I.1.

Tabla I.1
Relación entre las principales unidades de energía

Unidades	julio	termia	caloria	tep	tec	kWh
Julio (J)	1	$2,28920 \times 10^{-7}$	$2,38920 \times 10^{-1}$	$2,38920 \times 10^{-11}$	$3,4134 \times 10^{-11}$	$2,77778 \times 10^{-7}$
Termia (th)	$4,18550 \times 10^6$	1	1×10^6	1×10^{-4}	$1,42857 \times 10^{-4}$	1,16264
Caloría (cal)	4,18550	1×10^{-10}	1	1×10^{-10}	$1,42857 \times 10^{-10}$	$1,16264 \times 10^{-6}$
Tonelada equivalente de petróleo (tep)	$4,1855 \times 10^{10}$	1×10^4	1×10^{10}	1	1,45857	$1,16264 \times 10^4$
Tonelada equivalente de carbón (tec)	$2,92985 \times 10^{10}$	7×10^3	7×10^9	7×10^{-1}	1	$8,13847 \times 10^3$
Kilowatio hora (kWh)	$3,60000 \times 10^6$	$8,60112 \times 10^{-1}$	$8,60112 \times 10^5$	$8,60112 \times 10^{-5}$	$1,22873 \times 10^{-4}$	1

Interpretación: ejemplo $1 \text{ tec} = 7 \times 10^{-1} \text{ tep}$.

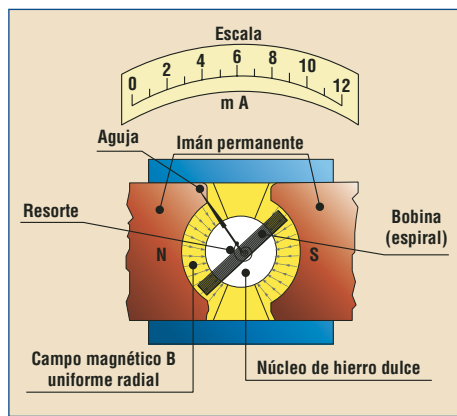


Las instalaciones para la generación de energía eléctrica han avanzado junto con el desarrollo tecnológico.

6. ¿Qué es la potencia y cómo se mide?

La potencia de un sistema es el trabajo realizado en la unidad de tiempo. Su unidad en el Sistema Internacional (SI) es el *vatio*, definido como la potencia de una máquina que realiza el trabajo de 1 julio en el tiempo de 1 segundo. Su símbolo es W.

En el sector eléctrico se utilizan múltiplos de esta unidad: el kilovatio (kW), que equivale a 1.000 vatios; el megavatio (MW), que tiene 10^6 vatios; y el gigavatio (GW), que equivale a 10^9 vatios. El kilovatio hora (kWh) se usa para medir la energía producida o consumida por una instalación y el kilovatio (kW), para medir la potencia o capacidad. El kWh es, por tanto, la energía producida o consumida por una instalación de potencia 1 kW, trabajando durante una hora. Es decir:



Esquema del galvanómetro para medir las corrientes eléctricas pequeñas.

$$1 \text{ kWh} = 1 \text{ kW} \times 1 \text{ hora}$$

$$(\text{Energía}) = (\text{potencia}) \times (\text{tiempo})$$

Para instalaciones eléctricas de gran tamaño se utilizan múltiplos de estas unidades.

Potencia:

$$1 \text{ Megavatio (MW)} = 10^6 \text{ vatios (W)} = 10^3 \text{ kilovatios (kW)}$$

$$1 \text{ Gigavatio (GW)} = 10^9 \text{ vatios (W)} = 10^6 \text{ kilovatios (kW)}$$

$$1 \text{ Teravatio (TW)} = 10^{12} \text{ vatios (W)} = 10^9 \text{ kilovatios (kW)}$$

Energía:

$$1 \text{ Megavatio-hora (MWh)} = 10^6 \text{ vatios-hora (Wh)} = 10^3 \text{ kilovatios-hora (kWh)} = 10^3 \text{ Megavatio-hora (MWh)}$$

$$1 \text{ Gigavatio-hora (GWh)} = 10^9 \text{ vatios-hora (Wh)} = 10^6 \text{ kilovatios-hora (kWh)} = 10^6 \text{ Megavatio-hora (MWh)}$$

$$1 \text{ Teravatio-hora (TWh)} = 10^{12} \text{ vatios-hora (Wh)} = 10^9 \text{ kilovatios-hora (kWh)} = 10^3 \text{ Gigavatio-hora (GWh)}$$

7. ¿Cuál es el consumo mundial de energía primaria?

El consumo mundial de energía primaria ha ido aumentando a lo largo de la historia, a medida que los avances tecnológicos ponían al alcance del hombre el aprovechamiento de nuevas fuentes energéticas.

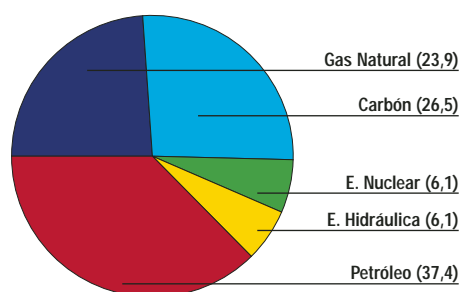
Centrándonos ya en las últimas décadas, puede decirse que, a partir de la II Guerra Mundial, ha habido dos decenios de intenso crecimiento de la demanda energética, abastecida sin problemas por una producción de energía en continuo ascenso.

La crisis energética del año 1973 interrumpió esta trayectoria, desacelerando, primero, el crecimiento del consumo para, a partir del año 1979, producirse una disminución del mismo que se mantuvo durante los primeros años de la década de los ochenta. Este cambio en la evolución de la demanda fue consecuencia directa de la crisis económica que se extendió por la mayoría de los países desarrollados.

Asimismo, el encarecimiento de la energía hizo que las políticas energéticas de los países procuraran, a corto plazo, ahorrar energía, usándola con más racionalidad; a medio plazo, el objetivo perseguido era el de reemplazar los equipos y las máquinas que consumían mucha energía por otros que, con similares resultados, fueran más eficientes.

Respecto a la utilización de energías primarias, el petróleo —la energía más encarecida durante los años de crisis— retrocedió porcentualmente más que las restantes, llegando a perder casi diez puntos dentro del abastecimiento energético mundial, aunque se ha estabilizado su consumo en la década de los noventa (véase Tabla I.2 y gráfico). Por el contrario, el consumo de gas natural aumentó y el carbón se mantuvo prácticamente estable, lo que es digno de resaltar, pues desde hacía decenios su utilización descendía de forma continua. Asimismo, es de destacar el incremen-

Consumo mundial de energía primaria (%) en 2003



Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy, 2003.

Tabla I.2

Evolución del consumo mundial por tipos de energía primaria (en millones de tep)

	1973		1979		1982		1989		2003	
	Consumo	%	Consumo	%	Consumo	%	Consumo	%	Consumo	%
Petróleo	2.798	47,3	3.142	46,8	2.901	43,0	3.123	39,4	3.637	37,4
Gas natural	1.076	18,2	1.207	17,9	1.246	19,0	1.629	20,6	2.332	23,9
Carbón	1.668	28,2	1.838	27,3	1.876	28,6	2.261	28,6	2.578	26,5
Nuclear	49	0,8	147	2,2	205	3,1	425	5,4	599	6,1
Hidroelectricidad y otras renovables	329	5,5	389	5,8	415	6,3	476	6,0	595	6,1
Total	5.920	100,0	6.723	100,0	6.543	100,0	7.934	100,0	9.741	100,0

Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy, 2003

to de la energía nuclear, aunque su utilización, por razones por todos conocidas, no ha alcanzado las expectativas puestas en ella.

Desde mediados de los ochenta, la recuperación económica de los países industrializados, junto con una cierta estabilización en los precios de los crudos y del carbón, propició un ciclo de crecimiento del consumo energético mundial. A lo largo de 2004, el petróleo inició en todos los mercados una subida tan espectacular como sostenida en el tiempo.

8. ¿Existe relación entre el consumo de energía y el desarrollo económico de un país?

La energía es indispensable para las economías de todos los países, tanto para las actividades de su industria, como para su consumo final. En la agricultura se emplea para la fabricación de abonos, plaguicidas, secaderos, etc.; en los procesos industriales, desde los altos hornos, a la fabricación de conservas, pasando por la obtención de metales, papel, cemento, etc.; en el sector del transporte, tanto por carretera, como en los sectores marítimo y aéreo; en los hogares, para iluminación, calefacción, cocinado de alimentos, agua caliente, etc.

Las economías de los países no pueden, por tanto, funcionar bien sin un abastecimiento adecuado de energía, siendo un capítulo muy importante de la economía mundial el relativo a la explotación, obtención, transformación y suministro de materias energéticas. Consiguientemente, puede asegurarse que existe una relación muy estrecha entre el consumo de energía y el bienestar económico de un país. Como ejemplo de esta relación puede verse en la Tabla 1.3 el consumo de energía por habitante que había en 1998 en diversas áreas geográficas de nuestro Planeta.

Tabla 1.3
Consumo de energía primaria por regiones económicas "per capita" en 1998

País	Mtep	Población (Millones)	tpe/hab.
América del Norte	2.555	302	8,46
América del Sur y América Central	685	505	1,36
Europa Occidental	1.660	385	4,31
Antigua URSS y Europa del Este	1.250	410	3,05
Oriente Medio	380	250	1,52
África	480	760	0,63
Japón/Australia/Nueva Zelanda	680	148	4,59
China	1.230	1.260	0,98
Otros países asiáticos (incluye Turquía)	890	910	0,98
India	590	980	0,60
Total Mundial	10.400	5.910	1,76

Fuente: BP/Amoco Statistic Review of Energy. Junio 1999; y UN Population Fund. Septiembre 1999, con correcciones del World Energy Council.

La enorme importancia de la energía en el mundo actual no debe inducirnos a pensar que su uso es algo exclusivo de las economías modernas. Ya desde tiempos remotos, el hombre ha sabido utilizar, además de su propio esfuerzo físico, el de algunos

Al corriente de la electricidad

animales domésticos para obtener energía mecánica. A ello unirá después la fuerza del viento (América fue descubierta aprovechando la energía eólica) y la de las corrientes de agua. Además, obtenía calor de la combustión de la madera, para su hogar, para fundir metales y para producir todo tipo de herramientas y utensilios.

Con la Revolución Industrial en Inglaterra durante el siglo XVIII, se producen en el área energética transformaciones cualitativas y cuantitativas muy importantes. Se sustituyen las energías primitivas por el carbón y, más tarde, por los hidrocarburos y la electricidad. Este hecho constituye uno de los elementos básicos de las economías de las sociedades modernas, que recientemente han incorporado también la energía nuclear y las energías renovables.

Para que estas transformaciones sociales y económicas sucediesen fue preciso un espectacular desarrollo tecnológico —desde la máquina de vapor al reactor nuclear, pasando por el motor de explosión, el motor y el generador eléctricos, etc.— lo que ha hecho posible la utilización de nuevas fuentes energéticas.



El consumo de energía es un indicador de bienestar.



El desarrollo económico requiere el consumo de electricidad.

9. ¿Hay escasez de energía en el mundo?

Como las reservas de las energías renovables son inagotables a la escala del ser humano, nos centraremos primero en las fuentes energéticas no renovables.

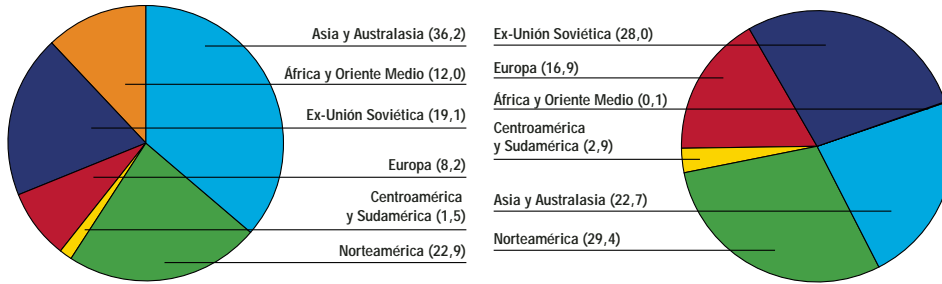
Debe decirse, en primer lugar, que el carbón es el combustible más abundante a nivel mundial. Adicionalmente, presenta la ventaja de que sus reservas están más uniformemente distribuidas en nuestro planeta que otras energías primarias.

Las reservas de petróleo, que es la fuente de energía primaria más utilizada desde la segunda mitad del siglo XX, son más limitadas y están más desigualmente distribuidas. Otro tanto sucede con las de gas natural, aunque con reservas algo superiores a las del petróleo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, pueden hacerse las siguientes valoraciones, con las que están de acuerdo la mayoría de los expertos energéticos:

111 preguntas y respuestas

Distribución porcentual de las reservas mundiales de carbón (%) (Hulla y Antracita $519,0 \cdot 10^9$ t; Lignito $465,3 \cdot 10^9$ t)



Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy. 2003.

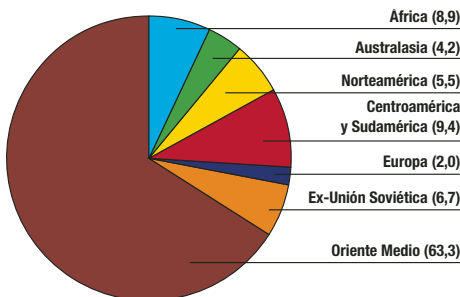
- a) Probablemente durante los próximos 30-40 años el petróleo continuará jugando un papel básico en las economías, sobre todo de los países en desarrollo, sin que se produzcan previsiblemente graves tensiones en los mercados. Con el nivel de reservas probadas y de consumo actual, la humanidad contaría con unos 45 años hasta el agotamiento de este recurso. Si se consideran los nuevos descubrimientos que probablemente se irán produciendo, esta cifra alcanzaría los 100 años.

Es cierto que el nuevo petróleo se obtendrá en condiciones cada vez más difíciles, pero la industria del petróleo ha conseguido tales avances en las técnicas de exploración y producción, que hoy se explotan pozos submarinos a más de 1.000 metros de profundidad, o se trazan oleoductos que superan los 4.000 kilómetros para transportar el crudo producido en nuevas áreas geográficas.

En cuanto a la evolución de los precios, no existe razón alguna para esperar que la volatilidad (inestabilidad de los precios), que ha sido la característica de este mercado desde su principio, desaparezca en el futuro.

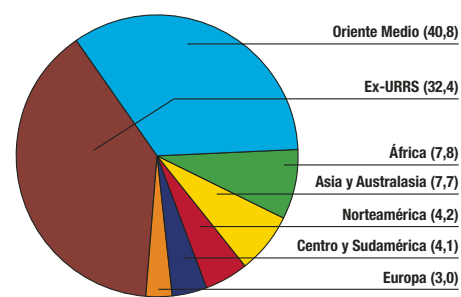
- b) El gas natural es una de las fuentes energéticas con más futuro en los próximos años. En la actualidad, el gas natural representa alrededor del 24% de las energías primarias utilizadas en el mundo, con un significativo crecimiento en los últimos años.

Distribución porcentual de las reservas de petróleo ($156,7 \cdot 10^9$ tep)



Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy. 2003.

Distribución porcentual de las reservas de gas natural ($175,7 \cdot 10^9$ m³)



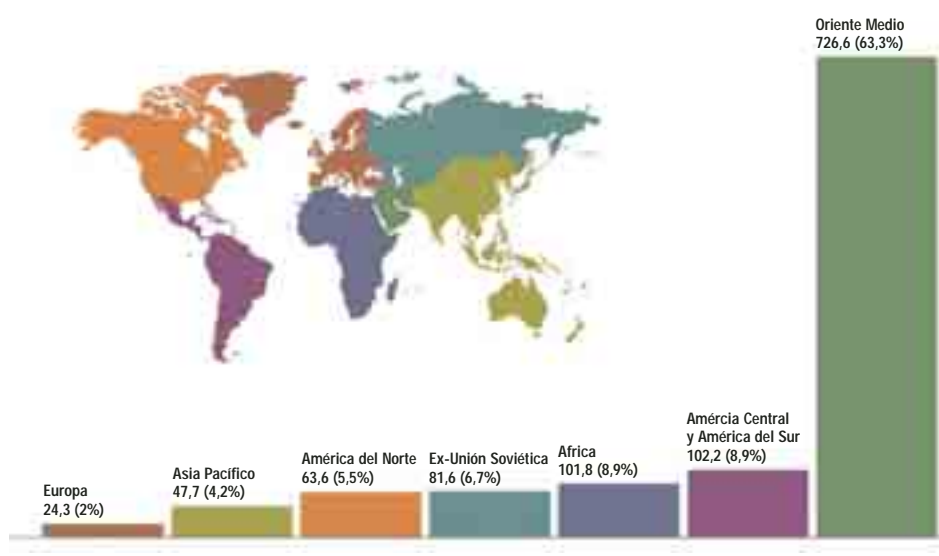
Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy. 2003.

Al corriente de la electricidad

El cociente reservas/ producción anual actual es de unos 60 años para los niveles del año 2003, es decir, mayor que el del petróleo. Se espera, además, que una parte importante del crecimiento en el consumo de gas corresponderá a la utilización de esta energía para la producción de electricidad.

- c) Hay que aprovechar los recursos de carbón existentes en el mundo, que son relativamente los más abundantes. En una gran parte, se hará mediante su transformación en electricidad a través de las nuevas tecnologías de "combustión limpia". Hay reservas para más de 200 años.
- d) La energía nuclear seguirá produciendo electricidad en los países desarrollados, teniendo la ventaja de no producir gases de efecto invernadero. Deberá hacerse un esfuerzo en desarrollar tecnologías nucleares avanzadas que puedan ofrecer costes menores; estimular la confianza pública en la seguridad de las centrales nucleares; y resolver más eficazmente el tema de los residuos nucleares. La fusión puede ser, a largo plazo, una fuente energética importante.
- e) Una mayor utilización de las energías renovables (fundamentalmente hidráulica, eólica, biomasa, solar y geotérmica) permitirá a medio plazo la satisfacción de una parte significativa de las necesidades energéticas mundiales. El freno principal de estas energías son los costes, pero éstos están declinando con rapidez en algunas de ellas (eólica y biomasa, por ejemplo), esperándose reducciones de precio del orden del 20% por cada duplicación de su uso. Sin embargo, la estacionalidad de su producción y la falta de madurez de sus canales comerciales son factores que retrasan su aprovechamiento. Por ello reciben, en general, subvenciones por parte de los gobiernos de muchos países de nuestro entorno.
- f) Para la generación de energía eléctrica y usos térmicos, tanto industriales como domésticos, el petróleo será sustituido, a corto y medio plazo, por el gas, en la medi-

Reservas mundiales de crudo. Año 2003 (1.147,7 10⁹ barriles)



Fuente: British Petroleum. Statistical Review of World Energy. 2003.

da en que los países vayan desarrollando la infraestructura gasista necesaria. Por tanto, este proceso será más rápido en las economías desarrolladas que en las emergentes.

Sin embargo, en el sector del transporte, el motor de combustión interna es muy difícil de sustituir a corto plazo de forma eficaz y económica. Consecuentemente, el petróleo deberá seguir atendiendo mayoritariamente las demandas de consumo derivadas de los transportes terrestre, marítimo y aéreo.

- g) Se proseguirán los esfuerzos para conseguir una utilización más eficaz de la energía, fundamentalmente por parte de los consumidores finales. Informes recientes de instituciones internacionales de prestigio consideran que puede reducirse de forma rentable entre un 25-35% la cantidad de energía empleada en los países industrializados y más aun en las naciones en desarrollo. Para ello, es preciso eliminar algunas imperfecciones del mercado: falta de información y preparación técnica; incertidumbre empresarial sobre inversiones en tecnologías de alta eficiencia; falta de incentivos suficientes; etc.

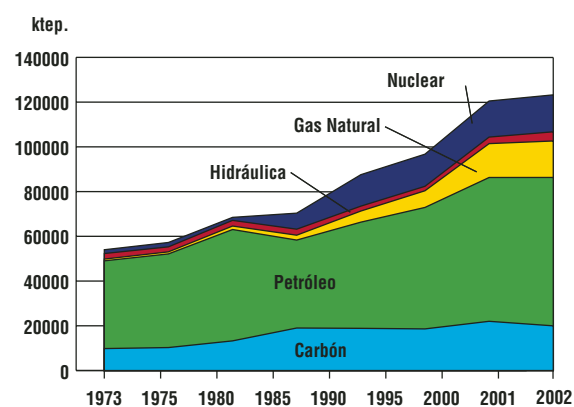
En definitiva, nuestro Planeta cuenta todavía con recursos energéticos suficientes para continuar abasteciendo los consumos energéticos demandados, pero deben tomarse iniciativas por parte de los gobiernos para conseguir aumentar la eficiencia, una mayor innovación tecnológica, y un desarrollo de las energías renovables. (Véanse gráficos adjuntos)

10. ¿Cuál es el consumo de energía primaria en España?

España es un país desarrollado, por lo que tiene un consumo de energía por habitante relativamente elevado. Aunque estamos por debajo de los países más industrializados del mundo (EE.UU., Japón, Canadá, Alemania, Francia, Reino Unido, Italia), nuestro indicador supera a los de la mayoría de los países.

La evolución del consumo de energía primaria en España ha seguido, en general, la pauta de los países europeos de nuestro entorno. Tuvo incrementos fuertes antes de la crisis energética de los años setenta, para después ralentizarse su aumento en los años ochenta. Posteriormente, ha vuelto a tener una trayectoria ascendente durante los últimos años, como consecuencia del crecimiento económico registrado. (Ver Tabla I.4 y gráfico adjunto).

Evolución del consumo de energía primaria (ktep)



Fuente: Ministerio de Economía.

Al corriente de la electricidad

Tabla I.4.

Evolución del consumo de energía primaria en España. (1973-2002) (Ktep)

Años	Carbón (1)		Petróleo		Gas Natural		Hidráulica (2)	
	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)
1973	9.875	18,2	39.445	72,9	794	1,5	2.489	4,6
1975	10.332	17,9	42.230	73,2	941	1,6	2.244	3,9
1980	13.337	19,4	50.070	72,8	1.567	2,3	2.544	3,7
1985	19.121	27,0	39.538	55,9	2.195	3,1	2.701	3,8
1990	18.974	21,6	47.741	54,2	5.000	5,7	2.205	2,5
1995	18.721	19,2	54.610	55,9	7.504	7,7	1.999	2,0
2000	22.137	18,2	64.663	53,2	15.223	12,5	2.941	2,4
2002	22.635	17,6	67.607	52,5	18.730	14,6	2.821	2,2

Continuación

Años	Nuclear		Saldo (3)		TOTAL	
	Ktep	(%)	Ktep	(%)	Ktep	(%)
1973	1.705	3,1	-173	-0,3	54.145	100
1975	1.966	3,4	-53	-0,1	57.660	100
1980	1.351	2,0	-119	-0,2	68.750	100
1985	7.208	10,3	-92	-0,1	70.771	100
1990	14.138	16,1	-36	0,0	88.022	100
1995	14.449	14,8	386	0,4	97.669	100
2000	16.211	13,3	382	0,3	121.556	100
2002	16.422	12,8	458	0,4	128.673	100

(1) Incluye R.S.U. (Residuos Sólidos Urbanos).

(2) Incluye energía eólica.

(3) Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica (Importación-Exportación)

Metodología: Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Fuente: Coyuntura Energética del Ministerio de Economía. Dirección General de Política Energética y Minas. 2002

Puede verse en esta Tabla que el papel del petróleo es fundamental en el sistema energético español actual, pues representa más de la mitad del consumo total, algo que viene sucediendo desde hace más de 30 años. Teniendo en cuenta que la producción nacional de crudo es muy escasa, aquí radica una de las principales causas del déficit energético de España.

El carbón es, porcentualmente, la segunda energía primaria consumida en nuestro país, aunque la oferta nacional es limitada y de baja calidad. Además, su continuo declive en los últimos años presagia una menor utilización de esta energía en el futuro.

La energía nuclear figura en tercer lugar, pero con tendencia a disminuir su participación en el total, al abandonarse esta opción energética a principios de los ochenta y no preverse en un futuro inmediato la incorporación de nuevos reactores a nuestro parque nuclear.

La hidroelectricidad, de carácter autóctono, que en los años sesenta y setenta llegó a satisfacer más del 25% de nuestras necesidades energéticas, está disminuyendo su aportación porcentual. Sin embargo, está siendo complementada en los últimos años con otras energías renovables, como es el caso de la eólica y, en el futuro, la biomasa.

El gas, aunque ocupa actualmente el cuarto lugar entre las energías primarias que abastecen nuestro consumo, tiene clara tendencia a incrementar su actual participación, que fue del orden del 13% en 2001.

11. ¿Cuál es la producción de energía primaria en España?

España es un país con reservas energéticas muy limitadas. Solamente las reservas de carbón, aunque de mala calidad, son relativamente abundantes. Por otra parte, su extracción es muy costosa, dado que, en general, existen problemas geológicos y hay numerosas explotaciones mineras de pequeño tamaño.

El nuestro es un país muy pobre en recursos de petróleo, con una producción demasiado pequeña para cubrir las necesidades internas. Así, en el año 2000, España hubo de importar el 99% de su consumo, es decir, unos 60 millones de toneladas.

Existen algunos yacimientos de gas natural, tanto terrestres como marinos, pero la realidad es que la producción de gas natural tampoco es significativa.

La producción de uranio natural alcanza cerca del 20% de las necesidades nacionales, por lo que puede considerarse que nuestras reservas de uranio son moderadas.

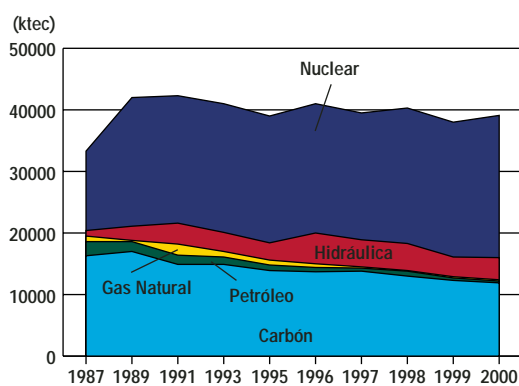
Respecto a las energías renovables, diremos que España ha conseguido un elevado aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, disponiendo de un parque de unas 1.300 centrales, que constituye uno de los mayores del mundo. Por otra parte, la producción eólica ha aumentado espectacularmente en los últimos años, así como también se ha incrementado la utilización de la biomasa.

La producción de energía en España durante los últimos años puede verse en la Tabla 1.5 y en el gráfico adjunto.

Esta tabla muestra la escasa contribución de los hidrocarburos en nuestra producción nacional, dado el déficit de reservas de este tipo de energía en España. Así, en el periodo 1983-2000, su aportación (petróleo + gas natural) ha ido descendiendo desde el 11,2% al 1,3% en el año 2000.

En resumen, solamente las reservas de carbón y los altos aprovechamientos de los potenciales hidroeléctricos y eólicos existentes, permiten alcanzar unos niveles de producción nacional de cierta importancia. También la energía nuclear, que se considera 100% nacional, juega un papel significativo en la producción de energía primaria de España.

Producción nacional de energía primaria



Fuente: Ministerio de Economía.

Al corriente de la electricidad

Tabla I.5

Evolución de la producción de energía primaria en España (1983-2000)

Clases de energía	Unid.	1983	1985	1987	1989	1991
Carbón	Mtec	20,9	20,8	16,3	17,0	14,9
	(%)	(53,3)	(45,3)	(39,3)	(38,7)	(35,3)
Petróleo	Mtec	4,3	3,1	2,3	1,6	1,5
	(%)	(10,9)	(6,8)	(5,6)	(3,5)	(3,6)
Gas natural	Mtec	0,1	0,5	0,9	2,0	1,8
	(%)	(0,3)	(1,0)	(2,3)	(4,7)	(4,2)
Energía hidráulica*	Mtec	10,0	11,2	9,0	2,3	3,4
	(%)	(25,5)	(24,5)	(21,7)	(5,4)	(7,9)
Energía nuclear	Mtec	3,9	10,3	12,9	20,9	20,7
	(%)	(10,0)	(22,4)	(31,1)	(47,7)	(49,0)
Total	Mtec	39,1	45,9	41,6	43,8	42,3
	(%)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)

continuación

Clases de energía	Unid.	1993	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Carbón	Mtec	14,9	13,9	13,7	13,8	13,0	12,3	11,9
	(%)	(36,4)	(35,6)	(33,5)	(34,9)	(32,2)	(32,2)	(30,4)
Petróleo	Mtec	1,2	0,9	0,7	0,5	0,8	0,4	0,3
	(%)	(3,0)	(2,4)	(1,8)	(1,3)	(1,9)	(1,1)	(0,8)
Gas natural	Mtec	0,9	0,8	0,6	0,2	0,1	0,2	0,2
	(%)	(2,1)	(2,0)	(1,4)	(0,6)	(0,3)	(0,5)	(0,5)
Energía hidráulica*	Mtec	3,1	2,8	5,0	4,4	4,4	3,2	3,6
	(%)	(7,5)	(7,2)	(12,1)	(11,1)	(11,0)	(8,4)	(9,2)
Energía nuclear	Mtec	20,9	20,6	21,0	20,6	22,0	21,9	23,1
	(%)	(50,9)	(52,8)	(51,1)	(52,2)	(54,5)	(57,7)	(59,1)
Total	Mtec	41,0	39,1	41,0	39,5	40,3	38,0	39,1
	(%)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)	(100)

(*) Incluye las otras energías renovables, fundamentalmente eólica y biomasa.

Fuente: Ministerio de Economía.

12. ¿Cuál es la dependencia energética de España?

España es un país con limitados recursos energéticos, por lo que nuestro sistema energético se ha caracterizado siempre por tener una dependencia exterior elevada, dependencia que ha ido aumentando en los últimos años.

Una forma de cuantificar esta dependencia es a través de un indicador que mide la relación porcentual entre la producción nacional de una energía determinada y el consumo de la misma. La Tabla I.6 que se adjunta permite ver la evolución de este indicador para España durante el período 1994-1999, pudiéndose comprobar cómo ha ido aumentando el grado de dependencia energética del país.

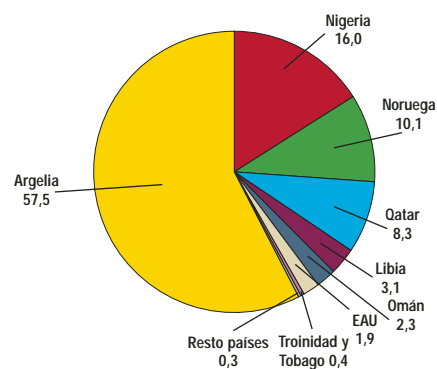
Esta dependencia exterior supone, por ejemplo, que España debe importar anualmente más de 60 millones de toneladas de petróleo, lo cual representa el pago de una importante factura energética, que en los años de la crisis energética resultaba

111 preguntas y respuestas

excesiva para nuestra economía. En el periodo 1985-2000, la caída y una mayor estabilización de los precios de los crudos, junto a políticas de sustitución del petróleo por otras energías y el impacto de las medidas de ahorro energético adoptadas, consiguieron una reducción importante del valor relativo de la factura del petróleo.

Al final de la década de los noventa y primeros años del siglo XXI, como consecuencia de aumentos de la demanda del crudo, no seguida por incrementos paralelos de la oferta por parte de los países de la OPEP, junto con la tensión geopolítica aparecida con la guerra de Irak, se están provocando nuevamente aumentos considerables en el valor de compra de los crudos. Esto demuestran las grandes variaciones del precio del petróleo en los mercados internacionales. Otro tanto puede decirse del gas natural, ya que su mercado internacional es todavía inmaduro y sigue siempre la tendencia marcada por el precio del crudo.

Importaciones de gas natural de terceros países en España (%). Año 2003



Fuente: Ministerio de Economía.

Asimismo, España depende en un 99% del gas importado. El 57,5% de nuestro aprovisionamiento es de origen argelino, aunque se importa gas de al menos siete países distintos (Libia, Trinidad Tobago, Nigeria, Omán, Qatar, E.A.U, Noruega, etc.), tal y como muestra el gráfico.

Tabla 1.6

Evolución del grado de autoabastecimiento de energía primaria en España (%)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Carbón	55,2	52,6	61,7	54,7	51,4	42,2
Petróleo	1,6	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5
Nuclear	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Gas	11,6	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9
Hidráulica	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Resto renovables	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Total Ponderado	30,5	28,2	29,6	26,9	25,9	23,6

Fuente: Foro de la Industria Nuclear.

13. ¿Cómo evolucionará el consumo de energía en España?

El consumo de energía primaria ha aumentado en los últimos años al compás del desarrollo económico del país, que ha superado en más de 1 punto el crecimiento económico de los países europeos de la zona Euro.

Al corriente de la electricidad

El gas natural en La Unión Europea: potenciales suministradoras al mercado europeo



Fuente: Ministerio de Economía, 2002

La evolución del consumo energético en España es un tema difícil de cuantificar, dadas las numerosas variables que influyen. Ya no existen las planificaciones energéticas vinculantes del Gobierno (Planes Energéticos). En la normativa española actual, solamente el desarrollo de las redes de transporte, eléctrica y gasística, quedan sujetas a la planificación del Estado, condicionado, a su vez, por las exigencias de la planificación urbanística y de ordenación del territorio.

No obstante, con el objetivo de garantizar un suministro energético en condiciones razonables de seguridad, calidad y precio, el Gobierno publicó en septiembre de 2002 el documento "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", en el que se realiza una previsión de las necesidades energéticas futuras del país y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar su suministro.

Estas previsiones correspondientes al periodo 2000-2011 se recogen en la Tabla I.7 adjunta.

Tabla I.7
Previsión consumo de energía primaria

	2000		2011		%2011/2000 Anual
	Ktep	%	Ktep	%	
Carbón	21.635	17,3	14.363	8,2	-3,66
Petróleo	64.663	51,7	83.376	47,6	2,34
Gas natural	15.223	12,2	39.305	22,5	9,01
Nuclear	16.211	13,0	16.602	9,5	0,22
Energías renovables	7.061	5,6	20.956	12,0	10,39
Saldo elec. (Imp-Exp)	382	0,3	385	0,2	0,07
Total	125.175	100,0	174.986	100,0	3,09

Metodología: AIE.

Fuente: Subdirección General de Planificación Energética. 2002

Puede verse en esta tabla que el consumo de energía primaria crecerá a una tasa del 3,09% anual, lo que supone un consumo de 174.986 Ktep en 2011. En la evaluación de este consumo se han tenido en cuenta factores tales como el crecimiento económico, los precios energéticos, la evolución tecnológica o los condicionantes legales, como los relativos a la protección del medio ambiente. Esta tasa del 3,09% anual es inferior a la prevista para la energía final, cuyo crecimiento se sitúa en un ritmo medio anual del 3,48%. Este menor crecimiento en términos de energía primaria se debe fundamentalmente a que se conseguirá una mayor eficiencia en la generación eléctrica prevista.

En cuanto al balance por fuentes energéticas, las estimaciones en el entorno del año 2011 indican que seguirá siendo predominante el peso del petróleo, aunque el gas natural es la fuente energética de mayor crecimiento. El consumo de petróleo aumentará menos que el total de la energía (2,34%), aunque mantendrá un peso próximo al 50% del total, debido principalmente a su utilización como combustible en el transporte, sector en el que se dará el mayor crecimiento de la demanda.

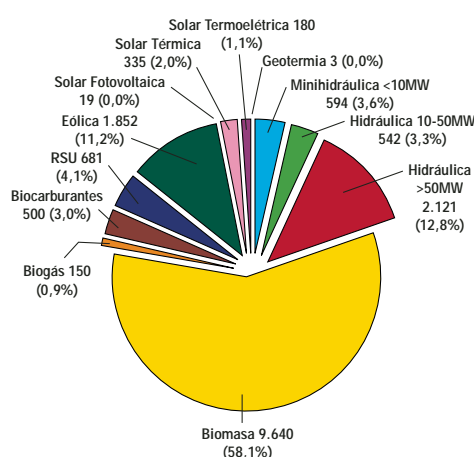
El consumo de gas natural continuará su tendencia actual de fuerte crecimiento en los próximos años (9,01%) hasta alcanzar un peso superior al 22% del total en el año 2010, debido principalmente a su utilización en la producción de electricidad. Es preciso conocer que en el precio del gas el coste del transporte es un factor muy importante, por lo que los países con mayores posibilidades de suministro de la Unión Europea se reflejan en el gráfico de la página 30.

El consumo de carbón continuará su tendencia a la baja (-3,66%), tanto en España como en el conjunto de la Unión Europea, debido a su sustitución por gas natural en generación eléctrica. No obstante, el carbón nacional seguirá jugando un papel importante en el balance energético, no sólo por razones de carácter social y regional, sino también para reducir o no empeorar la dependencia energética de nuestro país.

La energía nuclear, por su parte, mantendrá una aportación similar a la actual o incluso algo superior, debido al mejoramiento de la operación de las plantas españolas. No obstante, su peso relativo en la estructura de abastecimiento disminuirá al 9,5%.

En cuanto a las energías renovables, se mantienen, en general, los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) aprobado por el Gobierno en 1999 (véase

Contribución de las energías renovables en España en el año 2010 (16.639 ktep)



Fuente: Plan de Fomento de Energías Renovables (MINER e IDAE), 1999.

gráfico página 31). Destacar solamente que, frente a los aproximadamente 9.000 MW de eólica previstos en el Plan de Fomento de Energías Renovables, el nuevo escenario prevé la instalación de 13.000 MW en los años 2010/2011.

Sin embargo, a diferencia de la política energética de tiempos anteriores, que establecía Planes Energéticos de obligado cumplimiento en los que se definían el conjunto de inversiones que habían de acometerse, así como la retribución económica a percibir, el nuevo marco legal supone una planificación, en la mayoría de los casos, indicativa, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial.

No obstante, conviene señalar que el documento sobre la Estrategia Española de Eficiencia Energética de la Administración prevé una reducción significativa del consumo de energía primaria en el período 2004-2012.



El gas natural es una apuesta energética hecha realidad en los últimos años.

14. ¿Qué se entiende por medio ambiente?

El concepto de medio ambiente ha ido cambiando desde su origen, por lo que sí podemos decir que aunque no existe una definición aceptada universalmente, sí hay un entendimiento común de los aspectos que abarca el término, y que ese entendimiento ha ido evolucionando a lo largo de la historia.

Así, el concepto de medio ambiente ha ido evolucionando en su significado y complejidad, desde una perspectiva local hasta una perspectiva mucho más globalizada hoy en día. En general el concepto de medio ambiente se refiere al entorno vital, entendido como "el conjunto de elementos físicos, biológicos, socioeconómicos, culturales y estéticos que interactúan entre sí, con el individuo y con la comunidad en que vive, determinando su forma, comportamiento y supervivencia".

Los años sesenta fueron el inicio de la legislación medioambiental, de la normalización de los procedimientos de medida de contaminantes y de la incorporación de los conocimientos científicos y de los desarrollos tecnológicos al control medio-

ambiental y a la minimización del impacto de las actividades industriales sobre el entorno. En esta década empezaron también a aparecer textos científicos en áreas medioambientales específicas que reflejaban su gran complejidad y su carácter interdisciplinar.

El Tratado de la Unión Europea firmado el 7 de febrero de 1992 introduce como objetivo principal de la Comunidad promover un desarrollo sostenible (ver pregunta 17) que respete el medio ambiente, e incluye una política medioambiental que debe tender a alcanzar un grado de protección del mismo elevado.

Hoy en día, la protección ambiental está presente en todos los ámbitos de actuación tanto de gobiernos como de industrias, entre ellas la eléctrica, y la educación ambiental está llamada a ser un aspecto importante de la formación de las personas



Montes de Rodeno (Teruel).



La integración en el medio ambiente es posible.

15. ¿Qué es la contaminación ambiental y la lluvia ácida?

Teniendo en cuenta que la naturaleza tiene su propia capacidad de autodepuración y reciclaje y que, por tanto, las emisiones, inmisiones o vertidos de productos contaminantes pueden variar de un lugar a otro afectando de forma diferente, la contaminación ambiental podría definirse como "la incorporación de sustancias o energía al medio por encima de su capacidad de asimilación o de recuperación".

Cuando esas sustancias o energía se introducen en la atmósfera de forma artificial en unas determinadas condiciones y por encima de los umbrales considerados límite, hablamos de contaminación atmosférica. Uno de los episodios más estudiados de contaminación atmosférica es la denominada lluvia ácida, que se produce al combinarse con el agua de las nubes los óxidos de nitrógeno y azufre emitidos como resultado de la combustión de combustibles fósiles y precipitar. Esta lluvia acidificada puede dañar de manera importante los bosques y los ríos y lagos.

Al corriente de la electricidad

Entre los años 1960 y 1970 se observaron fuertes indicios de daños por acidificación en ecosistemas fluviales y lacustres del Norte de Europa, por lo que se dio importancia a este tipo de contaminante y se introdujeron políticas y actuaciones tendentes a la prevención y control de este fenómeno, que condujeron al establecimiento de unos estrictos límites de emisión en las instalaciones de combustión que emiten contaminantes acidificantes vigentes en la actualidad.

El sector eléctrico español lleva trabajando muchos años en el campo de la contaminación atmosférica, y para evitar este fenómeno, las centrales térmicas de combustibles fósiles disponen de equipos de descontaminación para limpiar los gases de la combustión, y emplean cada vez más combustibles de mejor calidad ambiental.



16. ¿Qué se entiende por efecto invernadero y cambio climático?

El llamado efecto invernadero es un fenómeno natural que permite a los seres vivos la vida en el Planeta al aumentar la temperatura en la superficie terrestre reflejando parte de la radiación solar. Esta reflexión se produce por la existencia de una capa de gases de efecto invernadero que impide que la energía escape.

Aunque el clima mundial siempre ha evolucionado de forma natural, los científicos creen que esa "capa" de gases que envuelve el planeta presenta una concentración superior a los umbrales que se consideran naturales.

Cuanto mayor es la concentración de CO_2 en la atmósfera (véase gráfico), mayor será D en relación a C, con lo que aumenta la temperatura de la Tierra provocando cambios en el clima que no responden a pautas naturales.

Aunque hace más de una década que la alarma por el Cambio Climático había sido denunciada ante la opinión pública, la preocupación oficial no se inicia hasta la cele-

111 preguntas y respuestas

bración, en 1992, de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Clima, como consecuencia de la Conferencia de Río de Janeiro (Brasil). En ella, los países industrializados se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

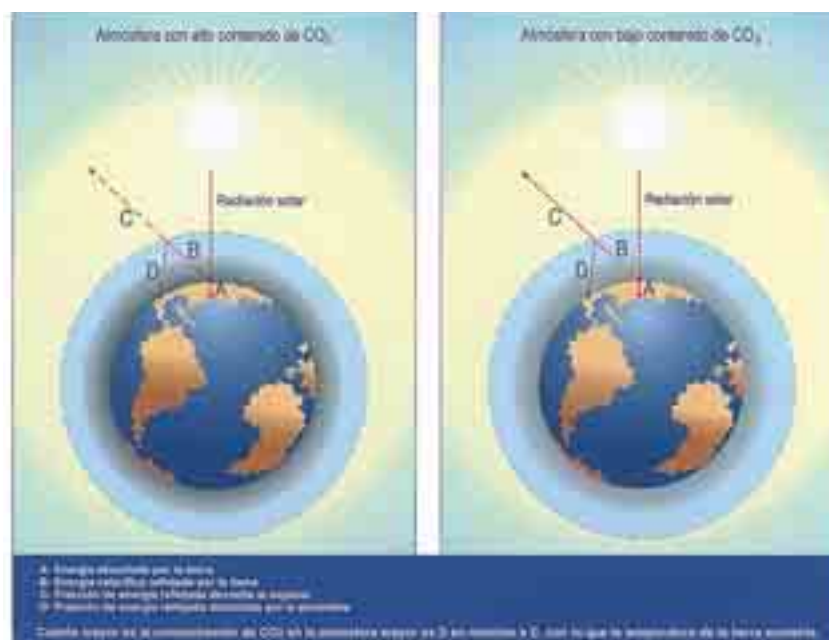
Este esfuerzo común internacional se ha plasmado en la firma del Protocolo de Kioto en diciembre de 1997, que supone la aparición del primer instrumento legislativo de carácter vinculante para los firmantes, y mediante el cual, los países industrializados se comprometen a reducir un 5,2% sus emisiones de gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012, con respecto a los niveles de 1990.

Asimismo, establecen para ello una serie de mecanismos encaminados a la reducción más efectiva posible, creando mercados de permisos de emisión y toda una infraestructura administrativa para la obtención de créditos de emisión a través de transferencia de tecnologías limpias a los países en desarrollo. Si el protocolo de Kioto fuera aceptado por la mayoría de los países, se habría alcanzado un gran hito en la forma de afrontar los problemas ambientales globalmente.

En el año 2001 en España, de acuerdo con los datos del Ministerio de Medio Ambiente, las emisiones de CO₂ del Sector de la Transformación y Producción de Energía representó el 27,7% del total, dentro del cual el Sector Transporte es responsable del 56,7%. En 2004, se ha aprobado un Plan de Asignación de Emisiones para los sectores industriales de nuestro país, y el Sector Eléctrico deberá continuar esforzándose en la solución de este problema.

Actualmente el cambio climático se perfila como el mayor reto ambiental para la humanidad.

Efecto invernadero producido por el CO₂ y otros gases



Fuente: Foro Nuclear.

17. ¿Qué se entiende por desarrollo sostenible?

La publicación en 1972 por el Club de Roma del libro “Los límites del crecimiento” marca el inicio de una concienciación colectiva en el ámbito transnacional de la necesidad de actuar de manera conjunta para proteger el medio ambiente. En este libro se expone ya con claridad que el deterioro ambiental, considerado en toda su dimensión, será uno de los factores limitativos del crecimiento y desarrollo mundial. Este hecho se reconoció internacionalmente por primera vez en la Conferencia de Naciones Unidas celebrada en Estocolmo en 1972.

Sin embargo, el término desarrollo sostenible cobra el significado actual y se acuña como tal a raíz de la publicación, en 1987, del informe de la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas “Nuestro futuro común”. El informe, más conocido como Informe Brundtland (por el nombre de la presidenta de la Comisión, la primera ministra noruega Gro Harlem Brundtland) define el desarrollo sostenible como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”.

Esta estrategia supone una nueva forma de pensar y un profundo cambio respecto de actuaciones anteriores, ya que el medio ambiente pasa así a tener la consideración de recurso agotable. En consecuencia, es preciso prestarle la debida atención, sin perjuicio y en pie de igualdad con la que se otorga al desarrollo económico, y sobre la base de un enfoque a largo plazo de las consecuencias que se puedan derivar de cualquier estrategia política que pueda tomarse.

El concepto de *desarrollo sostenible* incorpora, por tanto, una serie de elementos cuya comprensión resulta esencial para entender su alcance:

- El reconocimiento de que el bienestar no depende solamente del crecimiento económico, sino también de su calidad.
- El carácter cada vez más internacional de los problemas medioambientales.



El agua es un recurso renovable y limpio.

111 preguntas y respuestas

- La consideración del largo plazo en la toma de decisiones, de modo que se anticipen soluciones para asegurar la disponibilidad de recursos naturales con los que satisfacer sus necesidades las generaciones futuras.

En definitiva, el desarrollo sostenible contiene dos ideas principales sobre las que existe un amplio consenso a nivel mundial:

- El desarrollo tiene una triple dimensión: económica, social y ambiental, y sólo será sostenible si se logra el equilibrio entre los distintos factores.
- La generación actual tiene la obligación, frente a las generaciones futuras, de dejar suficientes recursos sociales, ambientales y económicos para que puedan disfrutar, al menos, del mismo grado de bienestar que nuestra generación.

Para ello, será necesario conservar adecuadamente el patrimonio que la humanidad tiene actualmente a su alcance.



Valle del Jerte (Extremadura).



Arribes del Duero.

Capítulo II

La electricidad en España.
Aspectos generales

18. ¿Cuándo se inició en España la utilización de energía eléctrica?

Después de los descubrimientos de Oersted (1820) y Faraday (1821), pasa un cierto tiempo hasta el aprovechamiento de la corriente eléctrica. Así, para el alumbrado es fundamental el descubrimiento, en el año 1879, de la primera bombilla eléctrica de hilo carbonizado por Thomas Alva Edison.

España no permaneció ajena a la rápida corriente de acontecimientos que se produjeron en la segunda mitad del siglo XIX, y así, en el año 1879, los señores Xifré y Dalmau montaron en Barcelona, en el número 10 de la plaza de Canaletas, una instalación que puede ser considerada como la primera central eléctrica española para suministro a los consumidores (se llamaban “fábricas de luz”).

La producción eléctrica de dicha central fue destinada al alumbrado de varios establecimientos y talleres. Entre ellos, cabe citar a la Maquinista Terrestre y Marítima, que puede ser a su vez considerada como el primer consumidor de España que suscribió un contrato de suministro de energía eléctrica.

La utilización comercial de la electricidad para el alumbrado público comenzó en España en 1881, cuando entró en servicio la primera central eléctrica madrileña, que se empleó inicialmente, entre otras cosas, para iluminar la Puerta del Sol y los Jardines de El Retiro.

Dos años más tarde, comenzó a funcionar en Bilbao una planta cuya producción se destinó a la iluminación del puerto del Abra.

En 1886, Gerona se convirtió en la segunda ciudad de Europa totalmente iluminada con corriente alterna. Y en 1890 se inauguró el alumbrado público urbano de la ciudad de Bilbao.

Una barrera importante impedía un mayor desarrollo de la naciente industria eléctrica: la electricidad producida hasta entonces lo era en forma de corriente continua, lo que hacía imposible su transporte a gran distancia. En otras palabras,



Central hidroeléctrica de Aldeadávila.

las centrales eléctricas debían de ser construidas en las proximidades de los centros de consumo, generalmente las ciudades más importantes.

La aparición de la corriente alterna puso fin a la era artesanal de la producción y distribución de electricidad y facilitó el desarrollo a gran escala del sector. En 1891, se lleva a cabo el primer transporte de este tipo en Europa (Alemania). Diez años más tarde, en 1901, España realizó en Zaragoza, entre el Molino de San Carlos y la capital aragonesa, la segunda experiencia europea de transporte de energía eléctrica a una distancia notable para aquella época. El tendido cubría una longitud de tres kilómetros.

Ocho años más tarde, en 1909, el país contaba con la línea de mayor tensión y longitud de Europa: recorría, a 60.000 voltios, los 250 kilómetros que separaban la central de Molinar, en el río Júcar, de Madrid.

Puede decirse, por tanto, que, desde los orígenes de la industria eléctrica, España ha estado a la par de su entorno, cosa que se ha mantenido, salvo durante algún período excepcional como la guerra española. Cabe expresar, por tanto, la satisfacción por la evolución seguida por la industria eléctrica en España a lo largo de 125 años de historia, pues ha jugado, y sigue jugando, un papel de primera línea en muchos aspectos de su desarrollo tecnológico.

19. ¿Cómo ha evolucionado históricamente la industria eléctrica en España?

Desde la puesta en marcha de la primera central eléctrica española para servicio comercial en 1879, la industria eléctrica ha recorrido en España un largo camino. En aquellas fechas, la mayor parte de las instalaciones existentes eran aprovechamientos hidroeléctricos o motores térmicos de “gas pobre”, para suministro de energía a pequeñas industrias o para alumbrado de centros urbanos.

Hasta comienzos del siglo XX, la energía eléctrica era producida en forma de corriente continua, por lo que su transporte a larga distancia no era posible. Por ello, las centrales de la época estaban situadas muy cerca de los centros de consumo. Según la primera estadística oficial publicada por los Ministerios de Agricultura, Industria, Comercio y Obras Públicas sobre el sector eléctrico, en 1901 existían en España 861 centrales con una potencia total de 127.940 HP (caballos de vapor). El 61% de esta potencia era de tipo térmico y el 39% hidráulica. De la cifra total de centrales, 648 dedicaban su producción al servicio público y 213 a usos particulares.

La corriente alterna permitió el desarrollo de las primeras grandes centrales hidroeléctricas españolas en la segunda década del presente siglo. Su construcción exigía grandes esfuerzos económicos y financieros, por lo que debieron crearse compañías eléctricas de mayor dimensión y recursos. Algunas de ellas existen todavía en nuestros días; otras se han ido desarrollando y concentrando hasta llegar a las sociedades eléctricas actuales. Desde principios de siglo hasta el inicio de la guerra de 1936-39 —y muy especialmente desde finales de la I Guerra Mundial hasta la mitad de los años veinte—, la

potencia eléctrica se desarrolló a un ritmo apreciable y bastante constante, creciendo a una tasa media acumulativa del 8,8% anual. La mayor parte del desarrollo se debió a la expansión del parque hidroeléctrico.

Tras la guerra española de 1936-39, el parque eléctrico español se encontró con graves dificultades para garantizar la cobertura de la creciente demanda. Algunas instalaciones habían quedado destruidas o dañadas por el conflicto; el bloqueo económico internacional impedía la renovación de los equipos necesarios; la situación económica del país hacía difícil la realización de grandes y costosas infraestructuras; y a todo ello se sumaron los efectos sobre la producción hidroeléctrica de la fuerte sequía de los años 1944-45.

Tabla II.1

Evolución de la potencia del parque eléctrico de España (MW)

Año	Termoeléctrica			Total
	Hidroeléctrica	Clásica	Nuclear	
1940	1.350	381	—	1.731
1950	1.906	647	—	2.553
1960	4.600	1.967	—	6.567
1970	10.883	6.888	153	17.924
1980	13.577	16.447	1.120	31.144
1990	16.642	21.370	7.364	45.376
2000	20.117	28.144	7.798	56.059
2003	24.712	33.830	7.896	66.438

—La potencia hidroeléctrica incluye a la eólica y a la solar.

—La potencia termoeléctrica clásica incluye la correspondiente a las instalaciones térmicas del Régimen Especial

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Ante la dificultad de construir nuevas centrales de gran potencia en el tiempo que exigía la evolución de la demanda, se impuso la necesidad de obtener de las instalaciones ya existentes el mayor y más eficaz rendimiento posible. Por ello, las principales empresas eléctricas entonces existentes acordaron agruparse en una nueva sociedad —Unidad Eléctrica S.A. (UNESA), creada en el mes de agosto de 1944— para conseguir una explotación coordinada de los recursos eléctricos entonces disponibles y promover el desarrollo de la red eléctrica española, a fin de que la interconexión de todas las zonas y centros de producción de electricidad permitiera la coordinación de la explotación del sistema eléctrico español.

Una vez que la economía empezó a mostrar síntomas de recuperación y se levantó el bloqueo internacional, fue posible emprender la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas y, más adelante, la de centrales termoeléctricas de carbón nacional y fuelóleo. Además, en 1968, España se incorporó al desarrollo electronuclear, conectando a la red su primera central de este tipo: la de José Cabrera, en Zorita de los Canes (Guadalajara).

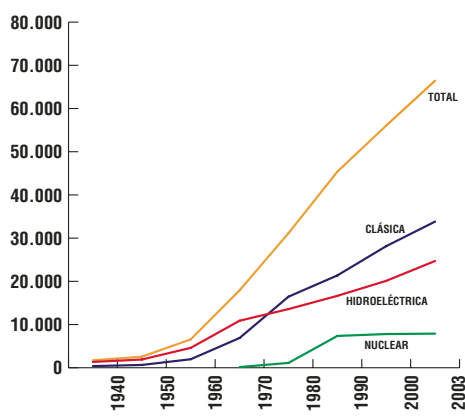
Las crisis energéticas de 1973 y 1979, que dominaron el panorama internacional a lo largo de los años setenta, provocaron un cambio en la orientación de las políticas energéticas de la mayor parte de los países industrializados. La reducción de la dependencia respecto del petróleo importado; el aprovechamiento preferente de los recursos

Al corriente de la electricidad

energéticos nacionales; una mayor variedad de fuentes de energía; y la investigación sobre las nuevas energías y nuevas tecnologías energéticas, se convirtieron en objetivos comunes de dichas políticas. En España, esta tendencia se vio reflejada en los Planes Energéticos Nacionales de 1979 y 1983. De esta forma, y por lo que al sector eléctrico se refiere, en la primera mitad de los años ochenta se asistió a un profundo proceso de sustitución de la utilización de derivados del petróleo en la producción de electricidad, por el empleo de carbón nacional e importado y la energía nuclear, así como un mayor aprovechamiento del parque hidroeléctrico.

La entrada de España en la CE en 1986 trajo consigo la aceptación y la adaptación de nuestro modelo económico e industrial al dominante en Europa y la adopción de normas para la creación de un Mercado Unico Europeo. En esta línea, en 1996, el Consejo de la Unión Europea aprobó la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad. Esta Directiva, junto con otras normativas posteriores, fijaron los objetivos y criterios de liberalización e introducción de la competencia, a los cuales los países comunitarios, entre ellos España, han ido adaptando sus legislaciones eléctricas. Estos criterios han tenido, lógicamente, su reflejo en la evolución de nuestro parque generador en los últimos quince años.

Evolución de la potencia eléctrica instalada. Total España (MW)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Esta Directiva, junto con otras normativas posteriores, fijaron los objetivos y criterios de liberalización e introducción de la competencia, a los cuales los países comunitarios, entre ellos España, han ido adaptando sus legislaciones eléctricas. Estos criterios han tenido, lógicamente, su reflejo en la evolución de nuestro parque generador en los últimos quince años.

En la Tabla II.1 se recoge la evolución de nuestro parque generador durante el período 1940-2003, por tipos de centrales. Asimismo, en el gráfico adjunto, se ha representado esta evolución para el período 1978-2003.

De cara al futuro, el incremento de la preocupación por la preservación del medio ambiente, el mayor fomento de la eficiencia energética, la aparición de nuevas tecnologías y el impulso dado a la utilización de gas natural en la producción de electricidad, van a marcar el desarrollo del parque eléctrico español en los próximos años.

20. ¿Cuál es la potencia del parque generador actual en España?

En el año 2003, la potencia total de las centrales eléctricas españolas en servicio ascendía a 66.438 MW, de los cuales, 27.493 MW correspondían a centrales renovables y de generación conjunta de calor y electricidad (incluye la hidroeléctrica con 18.492 MW, la eólica con 6.214 MW, generación conjunta con 5.997 MW, y biomasa y otros con el resto); 26.922 MW, a centrales termoeléctricas convencionales y 7.896 MW, a centrales nucleares. (Tabla II.2.)

Tabla II.2
Potencia instalada en España (MW)

	2002	%	2003	%
Renovables y Residuos	23.498	37,8	25.623	38,6
– Hidroeléctrica	18.176	29,2	18.492	27,8
– Eólica	4.580	7,4	6.214	9,4
– Biomasa y otras	301	0,5	475	0,7
– Residuos como combustible	441	0,7	442	0,7
Cogeneración y otros (*)	5.858	9,4	5.997	9,0
Térmica convencional	24.938	40,1	26.922	40,5
Nuclear	7.871	12,7	7.896	11,9
Total	62.165	100,0	66.438	100,0

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica de UNESA. 2003.

(*) Incluye la cogeneración para el tratamiento de residuos agrícolas y ganaderos.

Las instalaciones hidroeléctricas españolas de mayor potencia son las de Aldeadávila con un total de 1.243,4 MW; José María de Oriol con 933,8 MW; el aprovechamiento de Cortes-La Muela con 914,8 MW y Villarino, con 810 MW.

Entre las termoeléctricas de tecnología convencional, destacan las de carbón, Puentes con 1.469 MW, Compostilla con 1.341 MW, Teruel con 1.101 MW y Aboño con 922 MW, las de fuelóleo de Castellón con 1.085 MW y Santurce con 936 MW; y la de San Adrián de fuelóleo/gas con 1.050 MW.

Las centrales nucleares españolas de mayor potencia son: Trillo I con 1.066 MW, Vandellós II con 1.087 MW, Cofrentes con 1.095 MW y Asco I, 1.033 MW.

Asimismo, conviene señalar que en el año 2002 entraron en funcionamiento las primeras centrales de gas natural que utilizan la nueva tecnología de ciclo combinado. Están en servicio San Roque con 794 MW, Besos con 800 MW, Castellón 3 con 800 MW, Castejón con 800 MW, B.B.E. con 800 MW y Tarragona con 400 MW.

Finalmente, conviene señalar que las empresas de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) son propietarias de, aproximadamente, el 80% de la potencia total española en servicio. Por tipos de centrales, estas empresas poseen el 77% de la potencia hidroeléctrica, el 79% de la termoeléctrica clásica y el 100% de la nuclear. El resto del parque eléctrico es propiedad de otras empresas eléctricas que operan, principalmente, en el llamado Régimen Especial (renovables y cogeneración), y nuevas empresas españolas, como Gas Natural, que se han incorporado recientemente a esta actividad.

21. ¿Cuántas centrales eléctricas hay en España y cuál es su distribución por Comunidades Autónomas?

En el año 2003 había en España cerca de 2.400 centrales eléctricas en funcionamiento. De ellas, más de 1.300 eran hidroeléctricas, y el resto eran centrales térmicas que consumen combustibles fósiles, o grupos nucleares. Además de estas centrales, estaban operativos un número significativo de parques eólicos y otras instalaciones de producción

Al corriente de la electricidad

de electricidad mediante energías renovables, como son las de biomasa, solares, etc., alguna de ellas todavía con carácter experimental.

Su distribución geográfica por Comunidades Autónomas es la que se recoge en la Tabla II.3.

Tabla II.3
Número de centrales eléctricas por Comunidades Autónomas.
Año 2003

	Hidráulicas	Térmicas	Grupos Nucleares
Andalucía	108	79	—
Aragón	105	68	—
Baleares	0	11	—
Canarias	2	13	—
Cantabria	25	14	—
Castilla-La Mancha	75	72	2
Castilla-León	204	78	1
Cataluña	336	200	3
Extremadura	25	5	2
Galicia	122	123	—
La Rioja	28	15	—
Madrid	15	52	—
Melilla	0	1	—
Navarra	110	36	—
País Vasco	86	78	—
Principado de Asturias	41	24	—
Región de Murcia	15	20	—
Comunidad Valenciana	30	169	1
Ceuta y Melilla	0	2	—
TOTALES	1.327	1.060	9

Fuente: CNE y UNESA.

22. ¿Cómo ha evolucionado la producción de energía eléctrica en España?

La evolución de la producción eléctrica está lógicamente muy relacionada con la habida en el parque generador. Así, la producción de energía eléctrica en 1917 fue de 850 millones de kWh, y alcanzó los 2.243 millones de kWh en 1929. En este último año, la estructura de la producción de energía eléctrica era la siguiente: un 19% termoeléctrica y un 81% hidroeléctrica. Seis años más adelante, es decir, en el año 1935, la producción se cifraba en 3.272 millones de kWh.

Tras la guerra española de 1936-39, y hasta la década de los cincuenta, la destrucción de algunas instalaciones eléctricas causada por el conflicto y, sobre todo, la imposibilidad técnica y económica de incrementar, e incluso reponer, los equipos de generación por el bloqueo internacional y la debilidad de la economía española, hicieron que la producción de electricidad aumentara escasamente, y que incluso descendiera en algunos años de hidraulicidad baja.

En los años cincuenta, la coordinación de la explotación del conjunto del sistema eléctrico a través de Unidad Eléctrica, S.A. (UNESA), permitió un mejor aprovechamiento de

111 preguntas y respuestas

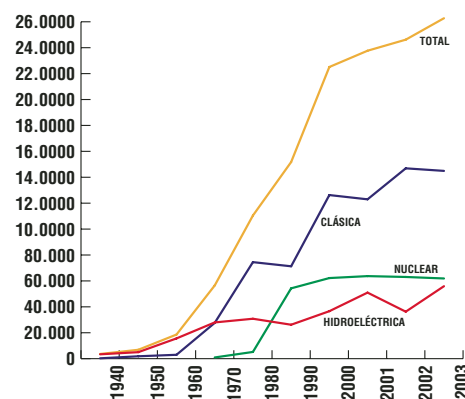
los recursos disponibles, así como el inicio de la construcción de nuevas centrales. Esto hizo posible que la producción de electricidad casi se triplicara a lo largo de esta década, alcanzando, al término de la misma, una producción de 18.614 millones de kWh.

Durante la década de los sesenta y principios de los setenta, la producción de energía eléctrica hubo de aumentar con una gran rapidez a causa de la alta tasa de crecimiento de la demanda, que superaba el 10% medio anual acumulativo, lo cual fue posible mediante un ciclo de inversión intenso en nuevas instalaciones. Entre los años 1960 y 1973, la generación española de energía eléctrica se multiplicó por cuatro. A mediados de la década de los setenta, y hasta bien entrada la década de los ochenta, la producción eléctrica creció a un ritmo bastante inferior. Ello fue debido a los bajos niveles de actividad de la economía española como consecuencia de la crisis energética.

A finales de los ochenta volvieron a registrarse aumentos apreciables en la demanda de electricidad, que impulsaron una nueva reactivación de la producción, aunque en los primeros años de la década de los noventa, las tasas de producción de electricidad volvieron a ser moderadas, consonantes con el débil incremento de la demanda. Finalmente, en los últimos años del siglo XX y principios del XXI se ha incrementado la producción para el abastecimiento de la demanda eléctrica, debido a los altos niveles de actividad en la economía del país.

En la Tabla II.4 se recoge la evolución de la producción de electricidad en España, por tipos de central, para el período 1940-2003. Asimismo, en el gráfico anexo se ha representado esta evolución para el periodo 1981-2003.

Evolución de la producción eléctrica instalada. Total España (MW)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Tabla II.4
Evolución de la producción de electricidad en España
(Millones de kWh)

Año	Termoeléctrica			Total
	Hidroeléctrica	Clásica	Nuclear	
1940	3.353	264	—	3.617
1950	5.017	1.836	—	6.853
1960	15.625	2.989	—	18.614
1970	27.959	27.607	924	56.490
1980	30.807	74.490	5.186	110.483
1990	26.184	71.289	54.268	151.741
2000	36.634	126.265	62.206	225.105
2001	50.976	122.971	63.708	237.655
2002	36.257	146.889	63.044	246.190
2003	55.919	144.918	61.894	262.731

—La producción hidráulica incluye la generada por las instalaciones eólicas y solares.

—La producción termoeléctrica clásica incluye la generada por todas las instalaciones térmicas del Régimen Especial.

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

23. ¿Cuál es la producción actual de energía eléctrica en España y cuál es su distribución por Comunidades Autónomas?

En el año 2002, la producción total española de energía eléctrica ascendió a 245.417 millones de kWh. De dicha cantidad, 69.796 millones de kWh procedieron de centrales de energías renovables y cogeneración, 112.595 millones de kWh de centrales térmicas clásicas y 63.023 millones de kWh de centrales nucleares. (Véase Tabla II.5 y gráfico).

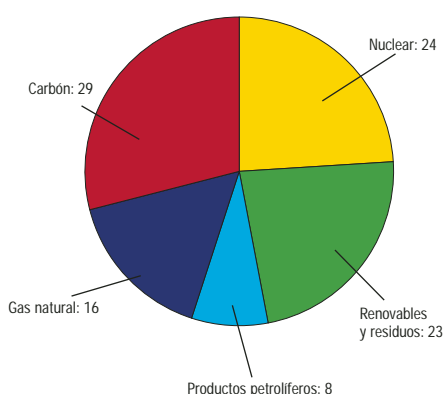
Tabla II.5
Producción de energía eléctrica en España

	Año 2002		Año 2003	
	GWh	%	GWh	%
Renovables y Residuos	39.670	16,2	59.936	22,8
– Hidroeléctrica	26.499	10,8	43.927	16,7
– Eólica	9.754	4,0	11.987	4,6
– Biomasa y otras	1.238	0,5	1.705	0,6
– Residuos como combustible	2.179	0,9	2.317	0,9
Cogeneración y otros (*)	30.882	12,5	32.421	12,3
Térmica clásica	112.594	45,7	108.480	41,3
Nuclear	63.044	25,6	61.894	23,6
Total	246.190	100,0	262.731	100,0

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

(*) Incluye la cogeneración para el tratamiento de residuos agrícolas y ganaderos.

Estructura de la producción eléctrica de España por fuentes energéticas.
Año 2003 (%)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Hay que tener en cuenta que la estructura de la producción eléctrica varía de año en año, entre otros factores, por la variabilidad de la producción en las instalaciones de energías renovables (hidráulicas, eólicas, etc.).

Las centrales de las empresas asociadas en UNESA generaron, en el año 2002, aproximadamente el 82% de la producción conjunta del país. El resto fue producido, principalmente, por instalaciones acogidas al Régimen Especial (energías renovables y cogeneración).

La distribución de esta producción eléctrica es desigual entre las Comunidades Autónomas, acorde con la capacidad y el tipo de centrales del parque eléctrico existente en cada Comunidad. Actualmente, en un año medio, Cataluña con aproxi-

madamente el 18%, Castilla-León con el 15%, Galicia con el 12% y Extremadura con el 9% son las Comunidades Autónomas que tienen una mayor participación en la producción de electricidad en España. Esta distribución calculada en tanto por ciento, en un año medio de hidraulicidad, está recogida en la Tabla II.6 adjunta.

Tabla II.6

Distribución media de la producción eléctrica por Comunidades Autónomas (MW).

Año medio (*)

	Hidráulica (%)	Térmicas (%)(**)	Total (%)
Andalucía	3,6	9,7	8,5
Aragón	9,8	5,2	6,0
Baleares	0,0	2,5	2,0
Canarias	0,4	3,7	3,1
Cantabria	1,4	0,3	0,5
Castilla-La Mancha	2,3	7,5	6,5
Castilla-León	27,3	12,6	15,4
Cataluña	12,0	20,0	18,4
Ceuta	0,0	0,1	0,1
Extremadura	9,9	9,1	9,2
Galicia	21,0	10,2	12,3
La Rioja	0,4	0,0	0,1
Madrid	0,7	0,5	0,6
Melilla	0,0	0,1	0,1
Navarra	2,3	0,2	0,6
País Vasco	0,9	1,5	1,4
Principado de Asturias	4,4	8,7	7,8
Región de Murcia	0,3	0,6	0,5
Comunidad Valenciana	3,4	7,6	6,8
TOTALES	100,0	100,0	100,0

(*) No incluye las instalaciones de energías renovables.

(**) Incluye las centrales nucleares

Fuente: Estadística de la Industria de Energía Eléctrica. Ministerio de Ciencia y Tecnología.

24. ¿Cómo ha evolucionado el consumo de electricidad en España?

El consumo eléctrico está muy relacionado con el incremento de la economía de un país, que se mide a través del Producto Interior Bruto (PIB) generado. Aun cuando algunas medidas de eficiencia energética y de ahorro de energía han contribuido a disminuir la intensidad de esta relación, el consumo eléctrico se sigue utilizando como indicador de la evolución económica del país. Y es que, en efecto, se sabe que los periodos de elevado crecimiento económico van ligados a periodos de fuertes aumentos del consumo energético, y en particular con la demanda de electricidad. En contrapartida, los periodos de estancamiento o recesión económica se ven acompañados de aumentos moderados del consumo eléctrico.

Al corriente de la electricidad

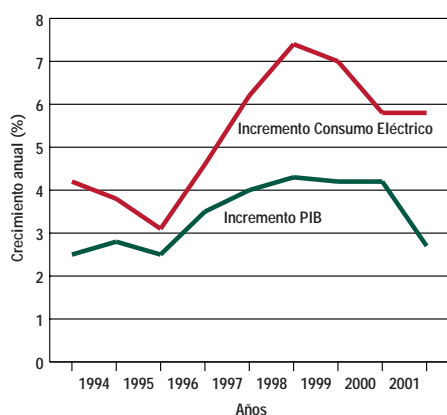
Desde principios del presente siglo y hasta bien entrada la década de los treinta, la demanda española de electricidad creció a un ritmo apreciable, superior incluso al de otras fuentes de energía, aunque claramente inferior a las tasas de crecimiento de la demanda de electricidad que registraban los países más desarrollados de Europa. La mayor parte del aumento de la demanda se concentró en las zonas más industrializadas del país (Cataluña, País Vasco, Comunidad Valenciana, etc.) y se aceleró considerablemente con motivo de los suministros industriales que España efectuó entre 1914 y 1918 a los países implicados en la I Guerra Mundial.

La guerra española de 1936 interrumpió esta evolución tan positiva de la demanda de electricidad. Se estima que el consumo de electricidad cayó en un 25% entre 1935 y 1937; y que en 1939 se situaba aún por debajo del año anterior al inicio del conflicto.

En los años siguientes, la demanda de electricidad volvió a conocer una fase de fuerte expansión debida, entre otros factores, al impulso dado, tras la guerra, a industrias muy consumidoras de electricidad (desarrollo de infraestructuras). Las dificultades para incrementar el parque de instalaciones de generación por la debilidad de la economía española, la imposibilidad de importar recursos energéticos, y la inexistencia de una red eléctrica peninsular totalmente interconectada, hizo imposible desarrollar la capacidad de producción al ritmo que exigía la demanda, por lo que el periodo 1944-54 fue escenario de notables restricciones en el suministro eléctrico de España.

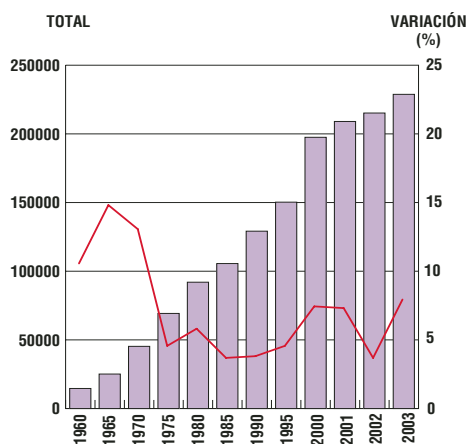
La coordinación de la explotación del sistema eléctrico promovida por las empresas del sector a través de Unidad Eléctrica, S.A. (UNESA), el desarrollo de las interconexiones de las redes regionales —permitiendo así importantes intercambios de energía entre las distintas zonas de la península y una explotación más eficiente del sistema en su conjunto— y el fin a las limitaciones a la importación de equipos eléctricos hicieron

Evolución del PIB y del consumo eléctrico



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2001.

Evolución del consumo eléctrico en España



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

posible la disminución de las restricciones eléctricas, las cuales no volvieron a producirse a partir de 1958 posteriormente más que de manera muy puntual.

En el periodo que va de 1960 a 1973, que se caracterizó en España por aumentos considerables del Producto Interior Bruto, el consumo español de energía eléctrica creció a una tasa media anual acumulativa de más del 10%. Por el contrario, en el periodo que va de 1974 a 1985, que se vio afectado por las consecuencias energético-económicas de las sucesivas crisis del petróleo, el incremento medio anual del consumo eléctrico fue de un 4,2%.

En la década de los noventa, con excepción de los años 1992 y 1993, se produjeron importantes incrementos del consumo eléctrico como consecuencia del crecimiento económico que experimentó el país.

En la Tabla II.7. y en el gráfico de la página 52 se refleja la evolución del consumo eléctrico. Asimismo, en el otro gráfico de la misma página, puede verse la relación entre las evoluciones en España del PIB y del consumo eléctrico, para el período 1994-2001.

Finalmente, se señala que el consumo neto español de energía eléctrica en el año 2003 fue de 228.796 millones de kWh, incluyendo la demanda de las empresas asociadas en UNESA, la energía acogida al Régimen Especial y vendida al sistema eléctrico, así como los autoconsumos de estos productores.

Tabla II.7
Evolución del consumo neto de electricidad en España

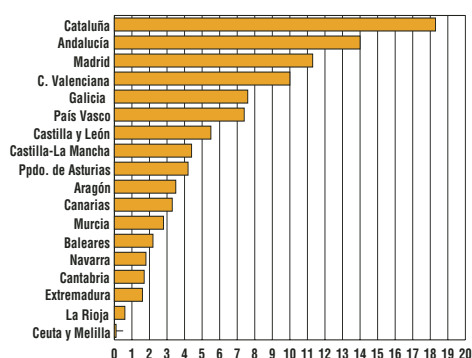
Años	Millones de kWh	%/año precedente
1960	14.625	8,4
1965	25.131	11,8
1970	45.300	10,4
1975	69.271	3,6
1980	92.006	4,6
1985	105.579	2,9
1990	129.161	3,0
1995	150.289	3,6
2000	197.519	5,9
2001	209.044	5,8
2002	215.191	2,9
2003	228.796	6,3

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.



25. ¿Cómo se distribuye el consumo eléctrico por Comunidades Autónomas?

Estructura del consumo por comunidades autónomas. Total UNESA (%) Año 2000



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

La estructura del consumo de electricidad correspondiente a la energía distribuida por las empresas asociadas en UNESA, por Comunidades Autónomas, durante el año 2003, puede verse en la Tabla II.8 y en el gráfico adjuntos. Representó esta energía en el año 2003 del orden del 96% del total de España.

Estos datos ponen de manifiesto que el mayor consumo de electricidad se registra en la Comunidad Autónoma de Cataluña, con un 18,3% del total, y es seguida en importancia por las Comunidades de Andalucía y Madrid, cuyas cuotas se cifran en un 14,0% y un 11,3%, respectivamente. Entre el 5 y el 10% se sitúan la Comu-

nidad Valenciana, el País Vasco, Galicia y Castilla-León. Los porcentajes del resto de Comunidades son todas inferiores al 5% del total consumido.

Tabla II.8

Estructura del Consumo Eléctrico por Comunidades Autónomas en el sistema UNESA. Año 2003

Comunidad Autónoma	%
Cataluña	18,3
Andalucía	14,0
Madrid	11,3
Comunidad Valenciana	10,0
Galicia	7,6
País Vasco	7,4
Castilla y León	5,0
Castilla-La Mancha	4,4
Principado de Asturias	4,2
Aragón	3,5
Canarias	3,3
Región de Murcia	2,8
Baleares	2,2
Navarra	1,8
Cantabria	1,7
Extremadura	1,6
La Rioja	0,6
Ceuta y Melilla	0,1
TOTAL	100,0

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

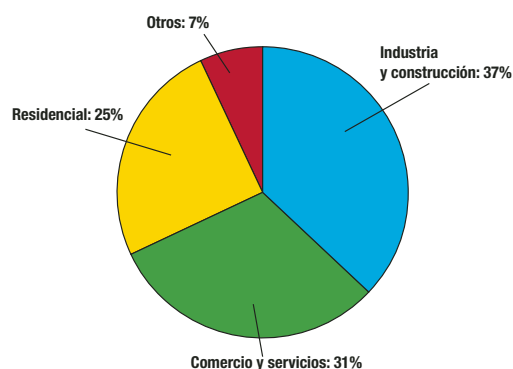
26. ¿Cuál es la distribución del consumo de electricidad por sectores económicos?

La distribución del consumo de electricidad por sectores económicos va variando con el tiempo. Es preciso tener en cuenta que la obtención de mayores niveles de comodidad y calidad de vida en los sectores residencial y comercial suele exigir una mayor electrificación en las actividades domésticas y comerciales. Asimismo, la mayor parte de los sectores Industriales más tecnificados, que caracterizan cada vez más el tejido industrial de los países desarrollados, exigen la aplicación de nuevas tecnologías que, en general, son mayores consumidoras de electricidad.

Además, el amplio conjunto de medidas de eficiencia energética y protección del medio ambiente que están siendo impulsadas a nivel internacional y nacional en los últimos tiempos, supone, muchas veces, la sustitución del consumo de combustibles fósiles por energía eléctrica, en numerosos procesos industriales.

En el año 2003, puede estimarse que aproximadamente el 36,9% del consumo eléctrico correspondió al sector industrial y de la construcción. El sector residencial representó el 25% de dicho consumo y el Sector Terciario (Comercio y Servicios), el 31,0%. El 7% restante fue consumido en el Sector Primario: agricultura, energía y otros. (Véase gráfico).

Estructura del consumo por sectores económicos en 2003 (%)



Fuente: Memoria Estadística UNESA-2003.

El total de la energía distribuida por las empresas asociadas a UNESA en el año 2003, fue de 218.038 millones de Kwh.

27. ¿Cuál es el consumo de electricidad por habitante en España y en la Unión Europea?

Ya se ha visto la existencia de una relación estrecha entre el consumo de energía y el nivel de desarrollo de un país. Aunque las medidas de ahorro y eficiencia energética tienden a reducirla, la correspondencia entre el crecimiento económico y el consumo de electricidad continuarán, ya que el ahorro eléctrico obtenido se compensa con una mayor electrificación en muchos procesos industriales. Asimismo, las actividades domésticas exigen un mayor consumo eléctrico para la obtención de mayores niveles de calidad de vida. En consecuencia, el consumo eléctrico —y, muy en especial, el consumo eléctrico por habitante—, seguirá siendo un indicador bastante representativo del nivel de desarrollo y calidad de vida de un país.

Al corriente de la electricidad

Por ejemplo, en el año 2000, el consumo español de electricidad por habitante (consumo "per capita") se cifró en 5.113 kWh. Dicho consumo es, aproximadamente, el mismo de Italia e Irlanda, superando a Portugal y Grecia entre los quince países de la Unión Europea (antes de su ampliación a 25 naciones del año 2004). Esta cifra supone alrededor del 80% del consumo medio "per capita" de electricidad de la UE. (Ver Tabla II.9)

Tabla II.9

Consumo de electricidad "per capita" en la Unión Europea (15 países). Año 2000

	Disponible para mercado (GWh)	Población 2000 (miles)	Consumo "per capita" (kWh/pc)
Suecia	146.526	8.875	16.510
Finlandia	79.071	5.180	15.265
Luxemburgo	5.823	434	13.417
Bélgica	82.859	10.264	8.073
Francia	442.921	59.412	7.455
Austria	56.890	8.110	7.015
Holanda	104.980	15.864	6.617
Dinamarca	34.873	5.330	6.543
Alemania	516.683	82.300	6.278
Reino Unido	370.312	59.715	6.201
Irlanda	21.634	3.790	5.708
Italia	297.653	57.690	5.160
España	201.803	39.466	5.113
Grecia	48.870	10.558	4.629
Portugal	35.444	10.022	3.537
Total	2.446.342	377.010	6.489

Fuente: Unión Europea.

28 ¿Continuará creciendo el consumo de energía eléctrica en España en los próximos años?

Puede afirmarse que la obtención de un nivel adecuado de actividad económica, una mejor calidad de vida, y un mayor control en la preservación del medio ambiente exigen un aumento del uso de la energía eléctrica. Su comodidad y limpieza en su uso, por un lado, y la automatización y robotización de muchos procesos industriales, por otro, así lo explican.

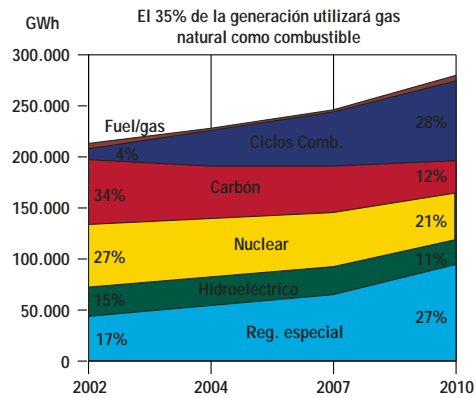
Las empresas eléctricas deben suministrar la electricidad precisa para facilitar este progreso social y económico que, además, tiene que ser compatible con la preservación del medio, la utilización eficiente de la electricidad, y en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y coste.

En los últimos años, el consumo de electricidad ha crecido en España a un ritmo superior al de la mayor parte de los países de su entorno económico. Así, en el periodo 1990-

2001, mientras que la demanda de energía eléctrica aumentó un 1,93% de tasa anual media en la UE, en España este incremento se situó en el 4,45%. Por consiguiente, las empresas eléctricas españolas han tenido que hacer un esfuerzo importante para satisfacer las necesidades del país. Las razones fundamentales que justifican este hecho diferencial entre España y los países de la UE son el menor consumo de electricidad "per capita" (aproximadamente el 80%), así como las tasas de incremento del PIB habidas en España en los últimos años, que fueron entre 1 y 2 puntos por encima de la media de la UE.

De cara al futuro próximo es probable que esta tendencia se mantenga. Así, las proyecciones de la UE (Economic Foundations for Energy Policy. December 1999) suponen un crecimiento medio del mercado de la electricidad de la Comunidad del 1,7% para el periodo 2000-2020, siendo las previsiones españolas algo superiores a esta cifra. Por ejemplo, en la planificación establecida por el Gobierno en octubre de 2002, se contempla un incremento del consumo de electricidad para España, en el periodo 2002-2011, del 3,2% de tasa anual acumulativa.

Evolución de la estructura de generación

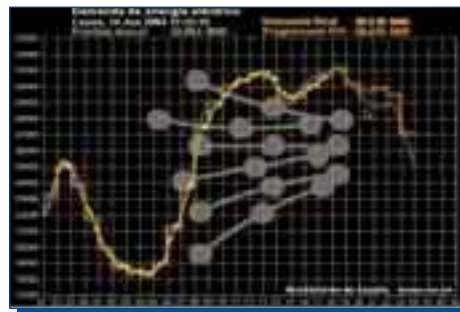


Fuente: UNESA.

29 ¿Se hallan interconectados todos los centros de producción y consumo de energía eléctrica en España?

Dada la imposibilidad de almacenar electricidad en grandes cantidades, la producción de energía eléctrica debe ajustarse en todo momento al consumo. Este consumo posee, fundamentalmente, dos particularidades: es creciente en el tiempo y presenta grandes cambios de potencias horarias durante el día, como puede verse en el gráfico de la curva de carga a un día laborable del mes de octubre. Además, hay grandes diferencias entre días laborables y festivos, así como oscilaciones estacionales.

La producción de electricidad debe, por tanto, estar siempre en condiciones de atender en todo momento al consumo, por lo que el parque eléctrico, tanto en la generación como en el transporte y distribución, debe estar adecuadamente



Curva de carga de un día laborable.

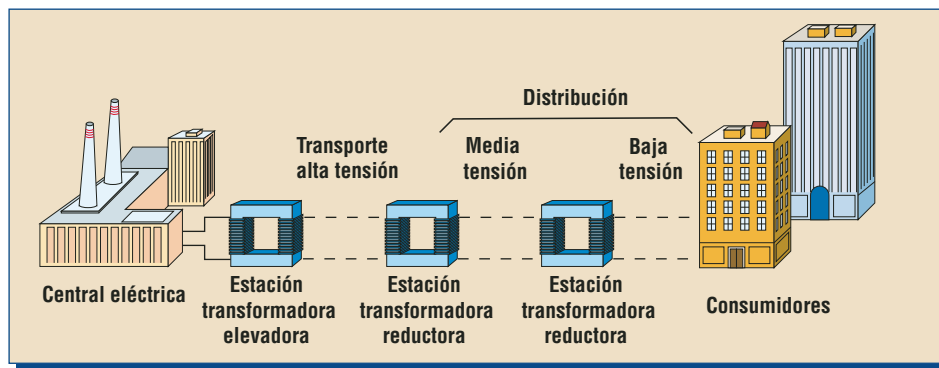
Al corriente de la electricidad

dimensionado. De ahí que la potencia instalada de las centrales deba ser suficiente para cubrir, con una seguridad razonable, la máxima demanda que pueda registrarse a lo largo del día, aun cuando en los momentos de menor demanda no sea necesaria la utilización de buena parte de las instalaciones existentes. Este es el aspecto fundamental que diferencia a la energía eléctrica del resto de energías finales.

Además, los centros de producción y consumo deberán estar interconectados de forma adecuada. Así, en la Península, los centros de producción y de consumo se hallan conectados entre sí a través de una red eléctrica muy mallada, es decir, capaz de hacer frente a las situaciones que puedan presentarse. Para disminuir las pérdidas de transporte del sistema, las plantas eléctricas se instalan lo más cerca posible de los centros de consumo, y además es necesario que la electricidad producida en la central aumente su tensión para el transporte, y luego se adapta nuevamente a las condiciones técnicas de uso de los consumidores (ver esquema).

Esta red eléctrica permite llevar a cabo en el sector eléctrico una gestión global bien coordinada, gestión de la que son responsables a nivel nacional los Operadores del Mercado y del Sistema (ver preguntas 95 y 96), haciendo que, en cada momento, generen electricidad las centrales que permiten asegurar una cobertura de la demanda con la suficiente garantía y al menor coste posible. Por tanto, la red eléctrica debe tener la suficiente capacidad para transportar energía eléctrica desde las áreas que presentan, en un momento dado, un exceso de producción a las áreas que en ese momento registran una mayor demanda.

Existen, asimismo, redes conectadas en cada una de las islas de las Comunidades Autónomas de Baleares y Canarias, y algunas de estas islas están conectadas entre sí eléctricamente por cables submarinos.



Red de distribución de energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo.

30. ¿Cuántas empresas producen y distribuyen electricidad en España?

En España hay un elevado número de compañías eléctricas que se dedican a la producción y distribución de electricidad. Sin embargo, hay que señalar que las 5 empresas más grandes producen y distribuyen algo más del 80% del total de España.

Estas cinco grandes empresas son el resultado de numerosas fusiones y concentraciones que han tenido lugar a lo largo de más de 120 años de historia del Sector. Téngase en cuenta que la primera empresa eléctrica fue la Sociedad Española de Electricidad, constituida en Barcelona en el año 1881. Al no poder transportarse la electricidad (no estaba inventado el transformador), las empresas eléctricas eran pequeñas y de carácter local. Con la posibilidad del transporte de electricidad, se construyeron saltos hidroeléctricos de gran tamaño y centrales térmicas que exigían fuertes inversiones. Por ello se inició este proceso de concentración que ha dado lugar en los últimos años a estos cinco grupos de empresas: Empresa Nacional de Electricidad, S.A., (ENDESA); Iberdrola, S.A.; Unión Fenosa, S.A.; Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. y ENEL Viesgo. A través de sus páginas *web* o personalmente se puede obtener información sobre sus historias, parques generadores, aspectos económico-financieros, etc. Las direcciones de cada una de estas empresas son las siguientes:



ENDESA, S.A. – Ribera del Loira, 60 - 28042 MADRID - Tel. 91.213.10.00
Fax. 91-784.21.10 - <http://www.endesa.es>



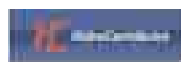
IBERDROLA, S.A. – Gardoqui, 8 – 48008 BILBAO – Tel. 94.415.14.11
Fax. 94.466.31.94
Tomás Redondo, 1 - 28033 MADRID - Tel. 91.577.65.00
Fax. 91.784.21.10 - <http://www.iberdrola.es>
e-mail: informacion@iberdrola.com
CIBERDROLA (Oficina Virtual del Cliente) - www.ciberdrola.com



UNIÓN FENOSA, S.A. - Avda. de San Luis, 77 - Tel. 91.567.60.00
Fax. 91.201.53.52 - <http://www.unionfenosa.es>



ENEL Viesgo - c/ Medio, 12 - 39003 SANTANDER - Tel. 942.24.60.00
Fax. 942.24.60.30 - <http://www.viesgo.es>



HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. - Plaza de la Gesta, 2
33007 OVIEDO - Tel. 985.23.03.00 - Fax. 985.25.37.87 - <http://www.h-c.es>

Estas empresas están asociadas en la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA). (Ver pregunta 31).

Por otra parte, hay más de un millar de sociedades que se dedican, fundamentalmente, a la producción de electricidad por energías renovables o cogeneración, y que están acogidas a un "régimen especial" de generación. El resto de empresas, más de 300, distribuyen electricidad en pequeñas áreas geográficas muy localizadas.

31. ¿Qué es la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)?

La Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) tiene una historia de más de 60 años en el Sector Eléctrico español y ha tenido dos etapas claramente diferenciadas. En la primera, que comprende desde su constitución en 1944 hasta el año 1999, era una Sociedad Anónima (Unidad Eléctrica, S.A.), sin ánimo de beneficio comercial. En la segunda etapa, y como consecuencia del nuevo proceso de liberalización que se establece por la Ley del Sector Eléctrico de 1997, se transformó en la Asociación Española de la Industria Eléctrica.



Publicaciones.

Unidad Eléctrica S.A. era una empresa integrada por las principales empresas eléctricas que se ocupaba, fundamentalmente, de coordinar y llevar a cabo actividades sectoriales en las áreas del negocio eléctrico (planificación, producción y demanda, aspectos económicos y financieros, combustibles, energía nuclear, medio ambiente, cuestiones legales, investigación, información y comunicación social, etc.) y de representar al sector eléctrico ante las Administraciones Públicas españolas y los organismos energéticos internacionales.

UNESA fue creada por iniciativa de las empresas eléctricas en 1944, año en el que la intensa sequía que padecía el parque hidroeléctrico, junto a crecimientos importantes de la demanda y a una escasez de bienes de equipo (debido a los años de la postguerra civil), hubo que hacer frente a numerosas dificultades.

Las empresas consideraron conveniente, entonces, promover los intercambios de electricidad entre las zonas eléctricas, para lo cual UNESA impulsó la interconexión de los sistemas regionales de las empresas, desarrollando una red de transporte eléctrico nacional, a través de la cual quedaron conectados todos los centros importantes de producción y consumo. Además, hasta el año 1979, también fue responsabilidad de UNESA la gestión de dicho sistema, para asegurar una explotación adecuada en nuestro sector.

Junto con estos primeros objetivos, UNESA fue desarrollando, a la vez, nuevas actividades en otras vertientes de la actividad eléctrica, cumpliendo un papel fundamental en temas tales como: los primeros planes eléctricos nacionales; el estudio de las tarifas eléctricas; el intercambio de conocimientos y experiencias entre las empresas en todo lo que se refiere a los aspectos técnicos de la actividad eléctrica; el inicio del desarrollo electronuclear; temas económico-financieros; la coordinación de esfuerzos comunes en materia de investigación, ahorro energético y medio ambiente; las relaciones con organismos internacionales de carácter energético, la comunicación social, etc.

En junio de 1999, y como consecuencia del nuevo marco regulador, UNESA se transformó en la Asociación Española de la Industria Eléctrica, cuyas funciones, de acuerdo con la nueva regulación, están recogidas en el artículo 5 de sus estatutos. Entre otras, pueden citarse las siguientes:

- La representación institucional del sector eléctrico, defendiendo los intereses de las Empresas asociadas ante la Administración en todos sus niveles: los organismos jurisdiccionales, el Parlamento, los partidos políticos, las organizaciones sindicales y en aquellas organizaciones públicas y privadas que se considere preciso.
- La representación en foros europeos e internacionales, de carácter energético, o de alcance general.
- El ejercicio de todo tipo de acciones legales y judiciales, así como la propuesta de consultas y escritos de toda clase ante las Administraciones Públicas y los órganos jurisdiccionales, en todos sus órdenes, en representación de los intereses de sus miembros.
- La elaboración de estudios e informes de oficio o a petición de sus asociados, sobre cualquier materia relacionada con sus fines.

Al corriente de la electricidad

- La elaboración, mantenimiento y difusión de las estadísticas de naturaleza sectorial sobre las vertientes de la actividad eléctrica.
- El desarrollo de las iniciativas de comunicación de naturaleza sectorial, para fomentar el diálogo del Sector Eléctrico con los diferentes colectivos sociales y promover la imagen del sector en los medios de comunicación social, nacionales y extranjeros.



La dirección de UNESA es la siguiente:

UNESA - Francisco Gervás, 3 - 28020 MADRID - Tel. 91 567 48 00
Fax. 91 567 49 85 - <http://www.unesa.es>

Como ya se ha dicho, los cinco grupos de empresas; Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidroeléctrica del Cantábrico y ENEL Viesgo, asociadas en UNESA, producen y distribuyen electricidad actualmente en un porcentaje aproximado del 80% del total de España.

Entre las funciones de UNESA figura la de realizar actividades de difusión energética en la sociedad española. Para ello, edita numerosas publicaciones de carácter periódico sobre estadísticas eléctricas, medio ambiente, tarifas, normativa eléctrica, etc. En la página web de UNESA (www.unesa.es) se da información de carácter general sobre el Sector Eléctrico español, así como publicaciones que tratan sobre temas de regulación eléctrica, economía y gestión, acciones llevadas a cabo por agentes del sector eléctrico, etc.

Ha puesto en marcha, además, un servicio de difusión energética para escolares, a través de la nueva página web de UNESA (www.unesa.net) que permite, de forma sencilla pero técnicamente correcta, acercar a los estudiantes las peculiaridades de la industria eléctrica española.

Por otra parte, UNESA o las empresas asociadas están presentes en los principales organismos nacionales e internacionales relacionados con la industria eléctrica, como son los recogidos en el gráfico adjunto:

Sedes centrales de los organismos internacionales relacionados con el sector eléctrico español



AEN de la OCDE: Agencia para la Energía Nuclear de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.

AIDN: Asociación Internacional de Derecho Nuclear.

AIE: Agencia Internacional de la Energía.

AISS: Asociación Internacional de la Seguridad Social.

CEI: Comisión Electrotécnica Internacional.

CENELEC: Comité Europeo de Normalización Electrónica.

CIER: Comisión de Integración Eléctrica Regional.

CIGRE: Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas.

CIREN: Conferencia Internacional de Redes Eléctricas de Distribución.

CME: Consejo Mundial de la Energía.

ECOBA: Asociación Europea para el Uso de los Subproductos procedentes de Centrales Térmicas.

EEI: Edison Electric Institute.

EPRI: Electric Power Research Institute.

EURELECTRIC: Unión de la Industria Eléctrica.

INPO: Instituto de Operación de Energía Nuclear.

OIEA: Organismo Internacional de Energía Atómica.

OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.

UCTE: Unión de la Coordinación del Transporte de Electricidad.

UIE: Unión Internacional de Aplicaciones de la Electricidad

UNICE: Unión de Confederaciones de la Industria y de los Empresarios de Europa.

WANO: World Association of Nuclear Operators.

WANO MC: World Association of Nuclear Operators, Moscú Center.

WANO PC: World Association of Nuclear Operators, París Center.

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica. UNESA. 2003.

32. ¿Qué hacen las empresas eléctricas de UNESA para el uso eficiente de la electricidad?

La política energética nacida de la UE considera necesario promover iniciativas que permitan un uso más eficiente de la energía en general, y de la electricidad en particular, de forma que los consumidores utilicen la electricidad del modo más racional posible.

Desde hace mucho tiempo las empresas eléctricas dedican considerables esfuerzos a este tema y, a través de las oficinas de atención al cliente, han desarrollado numerosas acciones de información y formación a los consumidores domésticos e industriales, han promovido programas de gestión de demanda, de utilización de electrodomésticos más eficientes, etc.

Prueba de la preocupación del sector por este tema, fue la creación en 1973 de una asociación sectorial, ADAE (Asociación de Aplicaciones de la Electricidad), que, juntamente con fabricantes e instaladores eléctricos, ha desarrollado una importante labor en esta área, asesorando a los profesionales y consumidores en el modo de alcanzar un uso eficiente de la electricidad.

No obstante, conviene recordar que la utilización racional de la electricidad no supone necesariamente una disminución de su consumo, pues es bien sabido que alcanzar mejores niveles en la calidad de vida exige, generalmente, un mayor consumo de electricidad en los sectores residencial, comercial e industrial.

En el año 2000, como consecuencia del proceso de liberalización, ADAE fue disuelta, pasando sus actividades a ser realizadas en el seno de UNESA.



Los edificios inteligentes permiten una más eficiente utilización de la energía.

33. ¿Qué hacen las empresas eléctricas de UNESA en el área de la Investigación?

Las empresas eléctricas han realizado desde sus orígenes en 1881, una importante labor en el campo de la investigación y desarrollo tecnológico, tanto directamente a título individual, como coordinadamente a través de UNESA.

Como fruto de esta labor, las empresas españolas protagonizaron a principios de siglo algunos de los primeros y más importantes avances en el desarrollo eléctrico:

- En 1886, Gerona se convirtió en la segunda ciudad de Europa iluminada mediante corriente alterna.
- En 1901, se realizó entre el Molino de San Carlos y Zaragoza la segunda experiencia europea de transporte de electricidad a larga distancia.
- En 1909, España puso en servicio, entre la central de Molinar y Madrid, la línea de mayor tensión y longitud de Europa.
- En los años veinte, se inició ya el aprovechamiento integral de los recursos hidráulicos de las cuencas españolas con tecnología nacional.
- En los años cuarenta, con la constitución de UNESA, comenzó la explotación unificada del sistema eléctrico a través de la gestión coordinada de los sistemas eléctricos de las empresas asociadas.
- En los años cincuenta, se aseguró en España la utilización de los carbones nacionales de muy baja calidad para la producción de electricidad, lo que exigió un desarrollo tecnológico complejo.
- En el año 1968, se puso en servicio la primera central nuclear española, José Cabrera.

A partir de los años sesenta, actividades de investigación y desarrollo que se venían llevando a cabo en las empresas eléctricas, se vieron fortalecidas a través de acciones coordinadas de carácter sectorial. En esta década de los sesenta, las empresas eléctricas integradas en UNESA crearon una Asociación, ASINEL (Asociación para la Investigación de la Industria Eléctrica), para desarrollar las actividades de investigación eléctrica a nivel sectorial.

ASINEL realizó una importante labor, principalmente en el desarrollo de proyectos sobre investigación aplicada, ensayos de laboratorio, normalización, etc., todo ello en relación con materiales y equipos eléctricos. Entre las actividades realizadas, cabe destacar el Programa de Investigación y Desarrollo Tecnológico Electrotécnico (PIE), resultado de un acuerdo suscrito por UNESA, en representación del sector eléctrico, y el Ministerio de Industria y Energía, en el año 1980.



Las empresas de UNESA han desarrollado numerosos equipos eléctricos para mejorar la fiabilidad de nuestro sistema.

En los últimos años, y como fruto de su actividad de investigación, el Sector Eléctrico español ha conseguido también significativos logros tecnológicos:

- España es, actualmente, el segundo país de la Unión Europea y el tercero del mundo en el aprovechamiento de la energía eólica.
- Asimismo, España es el tercer país de la Unión Europea por su potencia instalada en sistemas solares fotovoltaicos y el cuarto por su superficie instalada en colectores solares térmicos.
- España posee, en Puertollano, una de las centrales de gasificación del carbón y ciclo combinado de mayor potencia del mundo (320 MW); y ha llevado a cabo importantes realizaciones en otras tecnologías de “combustión limpia” de carbón, tales como combustión de carbón en lecho fluido o licuefacción de lignitos.
- Finalmente, conviene señalar que el sector eléctrico español ha desarrollado en los últimos años un amplio número de equipos eléctricos sobre telemandos, automatismos, transmisores de señales y otros elementos, que permiten incrementar sustancialmente la fiabilidad y seguridad de la infraestructura eléctrica de país.

Como consecuencia del nuevo marco regulatorio, la Asociación de Investigación de la Industria Eléctrica (ASINEL), fue también disuelta en el año 2000, pasando sus actividades a la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA)

34. ¿Qué hacen las empresas eléctricas de UNESA en la prevención de riesgos laborales?

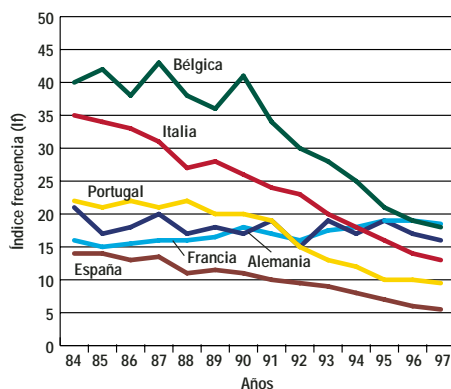
Las empresas eléctricas españolas han dado siempre una gran importancia a la prevención de riesgos laborales, siendo pioneras en muchos temas, fundamentalmente en todos los relacionados con el riesgo eléctrico.

La prevención de riesgos laborales, al igual que sucede con otras actividades, es llevada por el sector a dos niveles: al de cada empresa, a través de sus correspondientes departamentos, y a nivel sectorial, para todas aquellas actividades que puedan generar sinergias entre las empresas asociadas en UNESA.

Para el desarrollo de estas actividades de carácter sectorial, las empresas eléctricas de UNESA constituyeron en 1964 una asociación, AMYS (Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo), cuyas funciones principales eran: realizar estudios sectoriales referentes a la investigación de accidentes laborales; analizar las condiciones preventivas en los puestos de trabajo; elaborar normas de seguridad (Carnets); redactar protocolos en el ámbito de la Medicina del Trabajo; hacer campañas de divulgación de la Seguridad Laboral; elaborar estadísticas sectoriales de accidentes; desarrollar actividades de formación; realizar tareas de normalización de materiales y equipos de seguridad; ejercer funciones de representación en los foros preventivos a nivel nacional e internacional, estudiar los posibles efectos biológicos de los campos electromagnéticos, etc.

Como consecuencia de toda esta labor, la accidentabilidad laboral registrada en el sector eléctrico fue descendiendo a lo largo del periodo 1975-2003, tal y como se recoge

Evolución del índice de frecuencia de acciones laborales en sectores eléctricos de países de la UE (1984-1997)



Fuente: UNIPED.

y la Asociación de Aplicaciones de Electricidad (ADAE), fue disuelta, pasando sus actividades a la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).

en la Tabla II.10. Esta accidentabilidad se mide fundamentalmente por dos indicadores, el Índice de Frecuencia I_f y el de Gravedad, I_g , que se definen en dicha Tabla. Puede verse la notable disminución de estos índices a lo largo del periodo analizado.

Asimismo, en el gráfico adjunto, se recoge la evolución de estos mismos índices en el período 1984-1997 para algunos países de nuestro entorno, pudiendo comprobarse la situación, más bien ventajosa, de España en esta área.

En el año 2000, como consecuencia del nuevo marco regulatorio, la asociación AMYS, al igual que sucedió con la Asociación de Investigación Eléctrica (ASINEL)

Tabla II.10

Evolución de los principales indicadores de la accidentabilidad laboral en el Sector Eléctrico español (1975-2000)

Años	Accidentes totales	Accidentes totales mortales	Accidentes eléctricos	Accidentes eléctricos mortales	Índice de frecuencia (1) (I_f)	Índice de gravedad (2) (I_g)
1975	2.129	20	197	8	21,1	2
1980	1.712	17	130	7	17,63	1,68
1985	1.331	8	97	3	14,75	1,1
1990	1.272	9	91	5	16,56	1,38
1995	938	5	59	3	14,21	0,99
2000	610	3	24	2	11,07	0,80
2003	499	3	18	2	10,73	0,92

$$(1) I_f = \frac{\text{Nº accidentes con baja} \times 1.000.000}{\text{Nº horas trabajadas}}$$

$$(2) I_g = \frac{\text{Nº jornadas perdidas} \times 1.000}{\text{Nº horas trabajadas}}$$

Fuente: Memoria Estadística UNESA. 2003.

Capítulo III

La producción de electricidad

35. ¿Cuáles son los principios básicos de la producción de electricidad?

La generación de electricidad es el proceso de conversión de una energía primaria en electricidad. Prácticamente todas las tecnologías están basadas en el *generador eléctrico o alternador*.

Dos descubrimientos realizados en el siglo XIX fueron la base del funcionamiento de un generador eléctrico.

- En 1820, el investigador danés Hans-Christian Oersted (1777-1851) observó que, cuando la corriente eléctrica circula por una bobina metálica que está situada cerca de una brújula, la aguja de ésta se mueve. Oersted dedujo, en consecuencia, que toda corriente eléctrica produce un campo magnético.
- Poco después, el físico inglés Michael Faraday (1791-1867) demostró que también es posible el fenómeno opuesto. Comprobó que, si se mueve un imán cerca de un hilo metálico dispuesto en forma de espiral o bobina, por este último circula electricidad.

Lo mismo sucede cuando se mueve la bobina y se mantiene fijo el imán: se consigue también una circulación de electricidad, que recibe el nombre de corriente inducida.



Esquema de producción de vapor para impulsar una turbina.

Al corriente de la electricidad

Por tanto, podríamos definir el generador eléctrico como una instalación que hace girar campos magnéticos de gran intensidad cerca de grandes bobinas, dando así lugar a la generación de una corriente eléctrica.

Se necesita, además, otro componente que proporcione la energía mecánica de rotación al eje del generador. Ese elemento es la *turbina*, que puede ser de varios tipos en función del fluido que emplea: hidráulica, de vapor, de gas, eólica, etc.

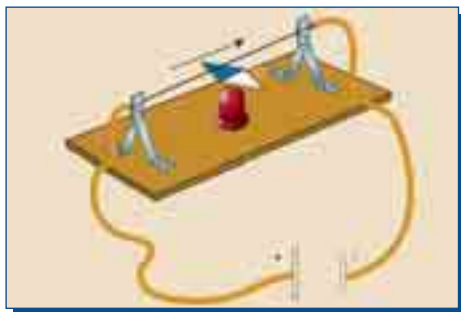
El *generador* y la turbina están solidariamente unidos mediante un eje que transmite la energía mecánica rotatoria de la turbina al *generador*.

Por consiguiente, una central eléctrica es esencialmente una instalación que emplea una fuente de energía primaria para hacer girar —mediante agua, vapor, gas o aire— las paletas ó álabes de una turbina que, a su vez, hacen girar, en el *generador*, a una gran bobina en el interior de un campo magnético, produciendo así la electricidad.

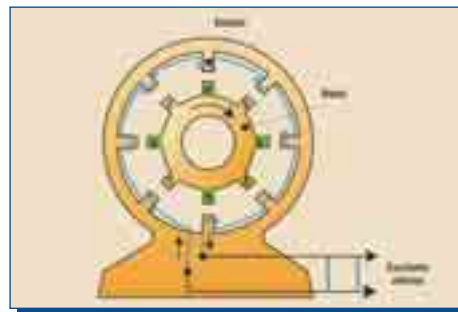
Este principio es común en el funcionamiento de la casi totalidad de las centrales eléctricas. No obstante, hay excepciones, como es el caso de las centrales solares fotovoltaicas, que no generan electricidad mediante la transformación de energía mecánica en energía eléctrica, sino mediante la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Otro tanto pasa con las células de combustible y con las baterías, que transforman energía química en electricidad.

La función de las fuentes de energía primaria utilizadas en las centrales eléctricas, es la de producir la energía mecánica de rotación necesaria para generar electricidad:

- En las centrales hidroeléctricas, el agua de una corriente natural o artificial, por efecto de un desnivel, actúa sobre un grupo turbina hidráulica-alternador, dando lugar a la producción de energía eléctrica.
- En las centrales térmicas convencionales, los combustibles fósiles (carbón, fuelóleo, gas) son quemados en una caldera generando, así, una energía calorífica que evapora el agua que, a su vez, circula por una serie de conductos dentro de la caldera. Este vapor de agua a alta presión acciona las palas de una turbina de vapor, convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica, la cual da lugar, a continuación, a la generación de energía eléctrica.
- En una central de biomasa o de residuos sólidos urbanos (RSU), el esquema de generación de electricidad es el mismo, y únicamente difieren los combustibles utilizados.



Experimento de Oersted.



Generador eléctrico.

- Las nuevas centrales térmicas de ciclo combinado emplean una tecnología que permite un mejor aprovechamiento de la energía primaria que en los ciclos térmicos convencionales, ya que utilizan dos ciclos termodinámicos:
 - Un primer ciclo Bryton, para la combustión del gas natural en una turbina de gas.
 - Un segundo ciclo de vapor (convencional), que aprovecha el calor residual de los gases para generar vapor y expandirlo en una turbina de vapor.
- En las centrales nucleares, la fisión de átomos de uranio por impacto de un neutrón provoca la liberación de una gran cantidad de energía. Esta energía calienta el fluido que circula por una serie de tubos, convirtiéndolo en un vapor que, a su vez, acciona un grupo turbina vapor-alternador para producir electricidad.
- En una central eólica, la energía cinética del viento se transforma directamente en energía mecánica rotatoria mediante un aerogenerador.
- En las centrales termoeléctricas solares, la energía del sol calienta un fluido que, a su vez, transforma en vapor un segundo fluido que circula por una serie de conductos. A partir de ese momento, se sigue el ciclo de conversión anteriormente descrito.

En definitiva, en la mayoría de los casos se utiliza una fuente energética que, bien directamente (centrales hidráulicas, eólicas, maremotrices, etc.), bien mediante la conversión de un líquido en vapor (centrales termoeléctricas clásicas y nucleares), pone en movimiento una turbina y un alternador asociado a ella para producir energía eléctrica.

a) Centrales hidroeléctricas

36. ¿Qué es una central hidroeléctrica?

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que permiten aprovechar la energía potencial gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, al convertirla en energía eléctrica mediante turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos.

Aunque existe una gran variedad de tipos de centrales hidroeléctricas convencionales, dado que las características orológicas del emplazamiento de la central condicionan en gran medida su diseño, éstos podrían ser reducidos a dos modelos básicos, siendo cada emplazamiento particular una variante de uno de ellos o una combinación de ambos.

El primer tipo, denominado *Centrales de Derivación*, consiste, en esencia, en derivar el agua de un río mediante un embalse pequeño o azud y llevarla, por medio de conducciones, hasta la sala de máquinas de la central. La energía liberada a causa

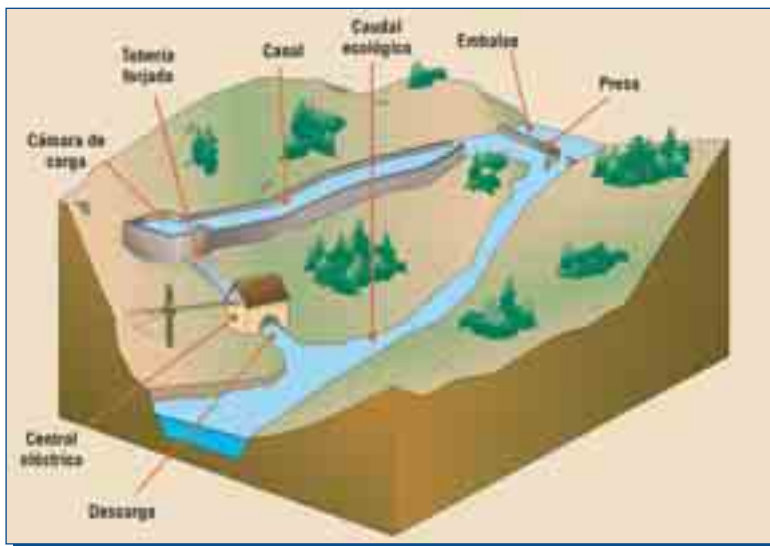


Central de acumulación con regulación hiperanual.

Al corriente de la electricidad

del desnivel existente entre los extremos de estas conducciones es transformada, mediante grupos turbina hidráulica-alternador, en energía eléctrica. Posteriormente, el agua es restituida al río aguas abajo, utilizando un canal de descarga. Este tipo de central se llama también de "tipo fluyente"; ya que no permite acumular el agua, *turbinando*, como máximo, un caudal medio diseñado en el proyecto de la instalación.

Por su parte, el segundo sistema de aprovechamiento (las *centrales de acumulación*) consiste en construir, en un tramo de un río que ofrece un desnivel apreciable, una presa de determinada altura. El nivel del agua podrá alcanzar, entonces, un punto cercano al extremo superior de la presa. A cierta altura de la misma, se encuentra la toma de agua que, al caer por una conducción forzada, transforma su energía en electricidad mediante grupos de turbina-alternador.



Esquema de central de derivación.

A los aprovechamientos con un embalse importante se les denomina también *centrales con regulación*, y según sea su capacidad, pueden ser de regulación *anual* o *hiper-anual*¹. Permiten instalar una potencia superior a la del caudal medio del río, con el objetivo de concentrar la producción en las horas de mayor demanda, en las que el precio del kWh es mayor.

Existe un tercer esquema de *centrales mixtas*, consistentes en tener una presa de embalse en lugar de un azud de derivación, con una conducción forzada desde la presa a la central, que consta de dos partes diferenciadas: en primer lugar, un túnel o galería a presión y, posteriormente, una tubería que permite ganar más desnivel. Las ventajas de este esquema son evidentes: tener la capacidad de regulación del embalse y, al mismo tiempo, aprovechar un mayor desnivel (mayor energía potencial y por consiguiente mayor producción de electricidad).

¹ Las centrales con regulación anual permiten regular los caudales estacionales dentro de un mismo año. Los de mayor capacidad de regulación, como son los hiperanuales, permiten aprovechar caudales de años húmedos en otros años de menor hidraulicidad.

Conviene señalar también la existencia de otros tipos de aprovechamientos hidráulicos no convencionales, como son las *centrales de bombeo*, que han surgido modernamente como complemento de las grandes instalaciones nucleares y térmicas clásicas. Su misión principal consiste en bombear agua con energía marginal —durante las horas de menor demanda (horas valle)— y *turbinarla* a las horas de mayor consumo (horas punta).

Respecto a los tipos de turbinas hidráulicas empleadas, las más utilizadas son las Pelton, Francis y Kaplan, para desniveles grandes, medios y bajos, respectivamente. Los grupos utilizados en los bombeos modernos son reversibles, es decir, la turbina hace de bomba cambiando el sentido de giro del grupo, y el generador es un motor que se alimenta de la propia red de transporte.

Finalmente, conviene señalar que los aprovechamientos hidroeléctricos funcionan, actualmente, con muy poco personal, gestionándose desde los Centros de Control que poseen estas centrales. Existen para ello dos sistemas fundamentales:

- *Automatismo*: se utiliza principalmente para centrales fluyentes. La potencia de los grupos se adapta en todo momento al caudal que aporta el río, inyectando a la red la electricidad que se produce. Cuando la central se para por algún fallo recuperable, el arranque se produce automáticamente. Solamente es necesario personal para el mantenimiento sistemático de las instalaciones.
- *Telemando*: se utiliza para centrales con regulación. La central funciona con las consignas que se envían desde el centro de control, el cual puede aumentar o disminuir la potencia de acuerdo con la demanda. La central sólo requiere personal para el mantenimiento de las instalaciones.

37. ¿Cómo funciona una central hidroeléctrica?

Las centrales hidroeléctricas producen energía eléctrica a partir de la energía potencial o gravitatoria (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, mediante equipo turbina-generador.

Si se toma como ejemplo un emplazamiento de una *central de acumulación* con la central eléctrica a pie de presa, un esquema simplificado de su funcionamiento (ver gráfico) es el siguiente:

La *presa* (2), situada en el lecho de un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un *embalse* (1), lo que permite que el agua adquiera una energía potencial (masa a una cierta altura) que luego se transformará en electricidad. Para ello, se sitúa en el paramento aguas arriba de la presa, o en sus proximidades, una toma de agua protegida por una *rejilla metálica* (3) con una válvula que permite controlar la entrada del agua en la galería de presión, previa a una *tubería forzada* (4) que conduce finalmente el agua hasta la turbina situada en la sala de máquinas de la central.

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética, es decir, va perdiendo altura y adquiriendo velocidad. Al llegar a las máquinas, actúa sobre los álabes de la *turbina hidráulica* (5), transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al del *generador eléctrico* (6) que, al girar, convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión y alta

Al corriente de la electricidad

intensidad. Mediante *transformadores* (7), es convertida en corriente de baja intensidad y alta tensión, para ser enviada a la red general mediante las *líneas de transporte* (8). Una vez que ha cedido su energía, el agua es restituida al río, corriente abajo de la central, a través del canal de desagüe.



Esquema de central hidroeléctrica.

38. ¿Qué es una central de bombeo?

Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica que posee dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en la cota más baja —embalse inferior— puede ser elevada durante las horas valle —las de menor demanda—, mediante bombas, al depósito situado en la cota más alta —embalse superior—, con el fin de reutilizarla posteriormente para la producción de energía eléctrica.

Este tipo de centrales produce energía eléctrica durante las horas puntas del consumo —las de mayor demanda de electricidad—, mediante la acción que ejerce el agua sobre



Aprovechamiento de Cortes-La Muela. Depósito superior de bombeo y embalse inferior.

los álabes de una turbina hidráulica asociada a un alternador, es decir, funcionando como una central hidroeléctrica convencional. Después, durante las horas valle, se bombea el agua que ha quedado almacenada en el embalse inferior al embalse superior, bien mediante una bomba o bien mediante la propia turbina, si ésta es reversible, de manera que el agua pueda volver a ser utilizada en un nuevo ciclo. En este último caso, los generadores funcionan como motores.

Las centrales de bombeo contribuyen a la optimización económica en la explotación de un sistema eléctrico. A pesar de que en un ciclo bombeo-*turbinación* se producen unas pérdidas energéticas de cierta importancia (del orden del 30%), en términos económicos, esas pérdidas suelen ser menores que la relación de costes de generación entre las horas punta y valle. Además, al utilizar la potencia de estas instalaciones en horas punta, se reducen las necesidades de incorporar equipos adicionales de generación al sistema, al tiempo que se proporciona una mayor garantía. Son, en definitiva, una forma económica de almacenar energía en forma de agua embalsada en el depósito superior.

Existen dos tipos de centrales de bombeo: el primero de ellos, denominado *centrales de bombeo puro*, comprende a aquellas centrales que no pueden ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales, sin haber bombeado previamente al depósito superior el agua acumulada en el embalse inferior, ya que las aportaciones naturales en el embalse superior son poco significativas. El segundo tipo agrupa a las centrales que pueden ser utilizadas como centrales hidroeléctricas convencionales, sin necesidad de un bombeo previo del agua almacenada en el embalse inferior. Estas centrales reciben el nombre de *centrales mixtas con bombeo*.

39. ¿Cómo funciona una central de bombeo?

Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo —embalse inferior—, es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la cota más alta —embalse superior—, con el fin de *turbinarla*, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico.

Por tanto, estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior. Constituye en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

Las centrales que no tienen aportaciones de agua significativas en el embalse superior se llaman *centrales de bombeo puro*. En otro caso, se denominan *centrales mixtas de bombeo*.

Un esquema del funcionamiento de una *central de bombeo puro* (ver gráfico) es el siguiente:

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el *embalse superior* (1) cerrado por una *presa* (2), llega a través de una *galería de conducción* (3) a una tubería *forzada* (5), que la conduce hasta la sala de máquinas de la central eléctrica. Para la regulación de las presiones del agua entre las conducciones anteriores se construye en ocasiones una *chimenea de equilibrio* (4).

En la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética (velocidad) que, al chocar contra los álabes de la *turbina hidráulica* (6), se convierte en energía mecánica rotatoria. Esta energía se transmite al *generador* (7) para su transformación en electricidad

Al corriente de la electricidad

de media tensión y alta intensidad. Una vez elevada su tensión en los *transformadores* (8) es enviada a la red general mediante *líneas de transporte de alta tensión* (9). El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el *canal de desagüe* (10) hasta el *embalse inferior* (11), donde queda almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica —generalmente durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana—, se aprovecha el que la electricidad en esas horas tiene en el mercado un coste bajo, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el *embalse inferior* (11) hasta el *embalse superior* (1), a través de la tubería forzada y de la galería de conducción.

El agua es elevada, generalmente por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el *embalse superior* (1) está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.



Esquema de central de bombeo.

40. ¿Qué es una minicentral hidroeléctrica?

Se denominan minicentrales hidroeléctricas a las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia, en general de menos de 10 MW, y se tratan por separado porque tienen un ordenamiento administrativo y económico, llamado de "*Régimen especial*", distinto al de las centrales hidroeléctricas clásicas de mayor potencia.

En los primeros años del sector eléctrico español, estas centrales conocieron un gran desarrollo y fueron, incluso, la

base de buena parte de la electrificación de los núcleos rurales. Con el tiempo, sin embargo, el desarrollo hidroeléctrico se centró en instalaciones de gran potencia y un gran número de minicentrales fueron abandonadas por su escasa rentabilidad.

Posteriormente, dos criterios básicos de la política energética seguida en los países de la UE (entre ellos España), han generado un renovado interés por este tipo de instalaciones. Por un lado, el objetivo de disminuir la dependencia energética —reduciendo, en especial, el uso de combustibles importados para la producción de electricidad— ha impulsado la mayor utilización posible de los recursos energéticos nacionales, entre los cuales se encuentran estas centrales de muy pequeña potencia. Por otro, los objetivos de preservación del medio ambiente y de eficiencia energética motivan la utilización de las llamadas nuevas fuentes energéticas renovables, entre las cuales —y junto a la solar, la eólica o la biomasa, fundamentalmente— se ha acordado incluir también, a nivel internacional, la energía hidráulica aprovechable en base a minicentrales.

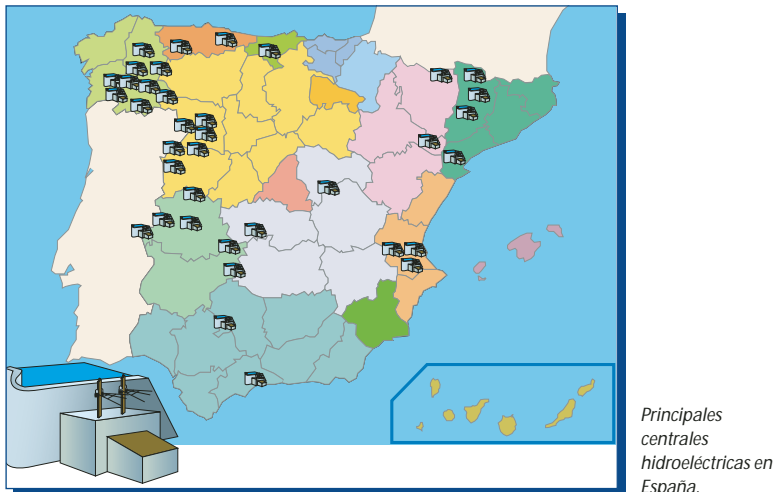
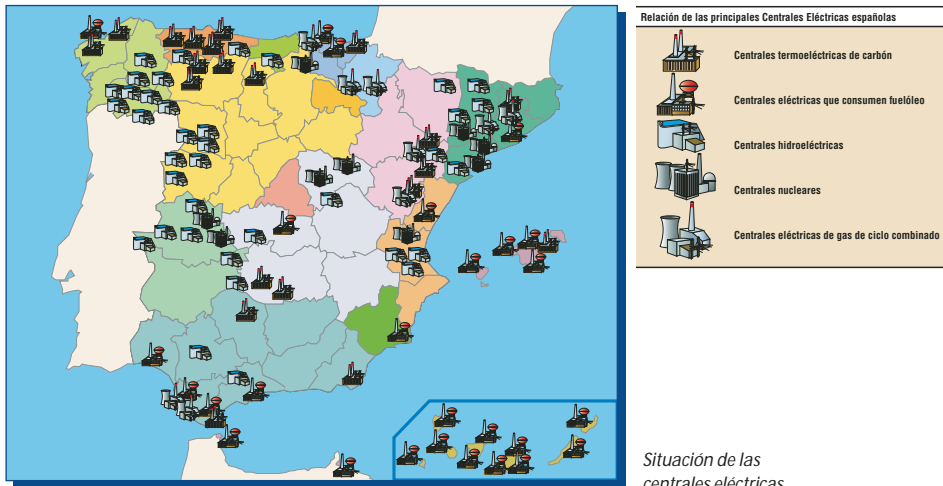
Por ello, numerosos países de la UE, entre ellos España, han trabajado para lograr la recuperación, modernización y automatización de centrales antiguas, así como la construcción de nuevas instalaciones. Además, se ha modernizado y desarrollado la tecnología necesaria para conseguir automatismos que permitan una explotación más económica de estas instalaciones.



Las minicentrales son una fuente energética recuperada.

41. ¿Cuáles son las principales centrales hidroeléctricas en España?

El parque español de centrales hidroeléctricas está formado por más de 1.300 instalaciones, con una gran diversidad en cuanto a sus características de explotación y tamaño. Hay en servicio 20 centrales de más 200 MW que representan conjuntamente alrededor del 50% de la potencia hidroeléctrica total de España.



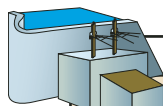


Tabla III.1

Principales centrales hidroeléctricas en España				
Central Hidroeléctrica	Potencia (MW)	Río	Cuenca Hidrológica	Provincia
Aldeadávila I y II	1.243,4	Duero	Duero	Salamanca
José Maria Oriol	933,8	Tajo	Tajo	Cáceres
Cortes-La Muela	914,8	Júcar	Júcar	Valencia
Villarino	810,0	Tormes	Duero	Salamanca
Saucelle I y II	520,0	Duero	Duero	Salamanca
Estany Gento-Sallente	451,0	Flemisell	Ebro	Lleida
Cedillo	473,0	Tajo	Tajo	Cáceres
Tajo de Encantada	360,0	Guadalhorce	Sur	Málaga
Aguayo	361,9	Torina	Norte	Cantabria
Mequinenza	324,0	Ebro	Ebro	Zaragoza
Puente Bibey	301,2	Bibey	Norte	Ourense
San Esteban	265,5	Sil	Norte	Ourense
Ribarroja	262,8	Ebro	Ebro	Tarragona
Conso	270,2	Camba	Norte	Orense
Belesar	258,0	Miño	Norte	Lugo
Valdecañas	225,0	Tajo	Tajo	Cáceres
Moralets	221,4	N. Ribagorzana	Ebro	Huesca
Guillena	210,0	Ribera de Huelva	Guadalquivir	Sevilla
Bolarque I y II	246,2	Tajo	Tajo	Guadalajara
Villalcampo I y II	217,9	Duero	Duero	Zamora
Castro I y II	194,4	Duero	Duero	Zamora
Azután	180,0	Tajo	Tajo	Toledo
Los Peares	167,7	Miño	Norte	Lugo
Esla	158,4	Esla (Ricobayo)	Duero	Zamora
Tanes	125,5	Nalón	Norte	Asturias
Frieira	144,6	Miño	Norte	Ourense
Torrejón	130,6	Tajo-Tietar	Tajo	Cáceres
Salime	150,2	Navia	Norte	Asturias
Cofrentes	124,2	Júcar	Júcar	Valencia
Cornatel	132,0	Sil	Norte	Ourense
Tabescán Superior	120,4	Lladorre-Tabescan	Ebro	Lleida
Castrelo	122,2	Miño	Norte	Ourense
Gabriel y Galán	110,0	Alagón	Tajo	Cáceres
Canelles	108,0	N. Ribagorzana	Ebro	Lleida
Cijara I y II	102,1	Guadiana	Guadiana	Badajoz

Otras 15 centrales, que poseen entre 100 MW y 200 MW, representan conjuntamente alrededor del 12% de la potencia hidroeléctrica total; 36 centrales más cuentan con una potencia entre 50 MW y 100 MW y suponen el 14,3% de la potencia global. El resto de centrales tiene menor potencia.

Una relación de las 35 centrales con más de 100 MW se recoge en la Tabla III.1 que se acompaña con los ríos, las cuencas y las provincias en donde están ubicadas.

42. ¿Qué impacto tienen las centrales hidroeléctricas en el medio ambiente?

Una central hidroeléctrica de acumulación que aprovecha el desnivel existente en un tramo de río para producir energía eléctrica, transforma un sistema fluvial en otro lacustre, con el consiguiente impacto medioambiental.

La construcción de las grandes presas produce efectos negativos sobre el entorno durante su construcción, y una vez en operación, un gran embalse puede dar lugar también a efectos medioambientales negativos: inundación de tierras cultivables o de pequeños núcleos urbanos, con el consiguiente desplazamiento de su población; modificaciones en la sedimentación; alteración de la flora, la fauna y el clima local, pudiéndose producir un aumento de bacterias y algas, con modificaciones en las concentraciones de oxígeno, alteración de caudales y eutrofización de embalses (proceso de enriquecimiento de las aguas en nutrientes, especialmente nitrógeno y fósforo).

Sin embargo, el proceso productivo de una central hidroeléctrica adecuadamente gestionado no tiene por qué modificar de manera significativa la cantidad y la calidad del agua utilizada. Éstas pueden verse incluso mejoradas a consecuencia de la eliminación de las materias sedimentables de decantación, lo que facilita la utilización del agua para el abastecimiento de poblaciones. Existen numerosas medidas de gestión y mitigación de los impactos tanto en los cauces como en los embalses que permiten minimizar los efectos negativos, como la creación de hábitats para los peces, las tomas de agua a distintas alturas, las escalas para peces, etc...



El aprovechamiento de los recursos hidráulicos conlleva la realización de otras infraestructuras en su entorno.



En la construcción de las centrales hidroeléctricas se consigue una armonización con el entorno.

Por otra parte, la laminación de las avenidas, que evita inundaciones y preserva los terrenos situados aguas abajo del embalse, es un efecto muy positivo de los aprovechamientos hidroeléctricos. Además, el poder regulador de un embalse permite la conservación de un caudal ecológico en el río, incluso en épocas de estiaje.

Los embalses permiten en muchas ocasiones su utilización para fines distintos del de la producción hidroeléctrica, tales como los deportes náuticos, la natación y la pesca, lo que les da un valor social añadido.

Por último, la producción de energía hidroeléctrica presenta dos claras ventajas medioambientales en comparación con algunas otras fuentes que se emplean para producir electricidad: no implica la emisión de contaminantes a la atmósfera y no genera residuos.

Por todo ello, puede señalarse que la mayoría de los expertos en este tema consideran que las centrales hidroeléctricas se encuentran entre las instalaciones de producción de electricidad cuyo balance medioambiental es más claramente positivo. (Para mayor detalle, ver la publicación de UNESA "La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente. 2001").

b) Centrales térmicas de combustibles fósiles

43. ¿Qué es una central térmica convencional?

Se denominan *centrales termoeléctricas convencionales* a las que producen energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como son el carbón, el fuelóleo o el gas, utilizando tecnologías de tipo convencional para la producción de electricidad, es decir, mediante un ciclo termodinámico de agua/vapor.

Por consiguiente, el apelativo de "convencionales" se refiere al hecho de que emplean combustibles y tecnología tradicionales, que fueron la base de las primeras experiencias de producción de electricidad. Y sirve, asimismo, para diferenciarlas de otras centrales termoeléctricas —como las nucleares, las de biomasa o las termosolares— que se han incorporado al abastecimiento eléctrico en fechas más recientes y merced a tecnologías más modernas.

Este tipo de centrales se diferencia también de las instalaciones que generan electricidad con gas utilizando las nuevas tecnologías de ciclo combinado (turbina de gas y turbina de vapor), y que están teniendo una implantación importante



Central térmica de carbón de Litoral (Almería).

en estos años. El gas utilizado puede ser gas natural transportado a la central, o bien, obtenido a través de un proceso de gasificación del carbón como es el caso de la central de ELCOGAS.

Se incluyen también en este capítulo las centrales de cogeneración, que producen electricidad y calor útil (vapor) para uso industrial o residencial.

44. ¿Cómo funciona una central térmica convencional?

Las centrales térmicas convencionales producen energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como son el carbón, el fuelóleo o el gas. Además, utilizan tecnologías clásicas para la producción de electricidad, es decir, mediante un ciclo termodinámico de agua/vapor.



Esquema de central térmica.

Tomando como ejemplo una central de carbón, un esquema simplificado de su funcionamiento (ver gráfico) es el siguiente:

El carbón almacenado en el *parque* (1) cerca de la central es conducido mediante una cinta transportadora hacia una *tolva* (2) que alimenta al *molino* (3). Aquí el carbón es pulverizado finamente para aumentar la superficie de combustión y así mejorar la eficiencia de su combustión. Una vez pulverizado, el carbón se inyecta en la *caldera* (4), mezclado con aire caliente para su combustión.

La caldera está formada por numerosos tubos por donde circula agua, que es convertida en vapor a alta temperatura. Los residuos sólidos de esta combustión caen al *cenicero* (5) para ser posteriormente transportados a un vertedero. Las partículas finas y los humos se hacen pasar por los *precipitadores* (6) y los *equipos de desulfuración* (7), con el

objeto de retener un elevado porcentaje de los contaminantes que en caso contrario llegarían a la atmósfera a través de la *chimenea* (8).

El vapor de agua generado en la caldera acciona los álabes de las *turbinas de vapor* (9), haciendo girar el eje de estas turbinas que se mueve solidariamente con el rotor del *generador eléctrico* (12). En el generador, la energía mecánica rotatoria es convertida en electricidad de media tensión y alta intensidad. Con el objetivo de disminuir las pérdidas del transporte a los puntos de consumo, la tensión de la electricidad generada es elevada en un *transformador* (13), antes de ser enviada a la red general mediante las líneas de transporte de *alta tensión* (14).

Después de accionar las turbinas, el vapor de agua se convierte en líquido en el *condensador* (10). El agua que refrigera el condensador proviene de un río o del mar, y puede operar en circuito cerrado, es decir, transfiriendo el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante *torres de refrigeración* (11) o, en circuito abierto, descargando dicho calor directamente a su origen.

45. ¿Cuáles son las principales centrales de carbón en España?

Las centrales españolas de carbón de mayor potencia son: Puentes de García Rodríguez con 1.469 MW, Compostilla con 1.341 MW, Litoral de Almería con 1.159 MW y Teruel con 1.101 MW.

En la Tabla III.2 se recogen las principales centrales de carbón con sus potencias instaladas, el tipo de carbón utilizado y la provincia donde están ubicadas.

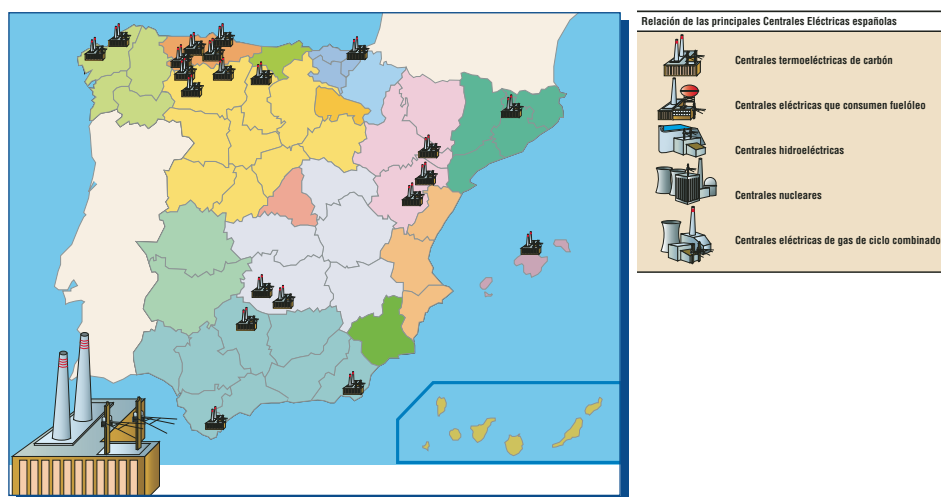
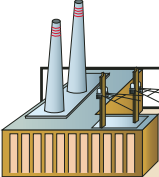








Tabla III.2

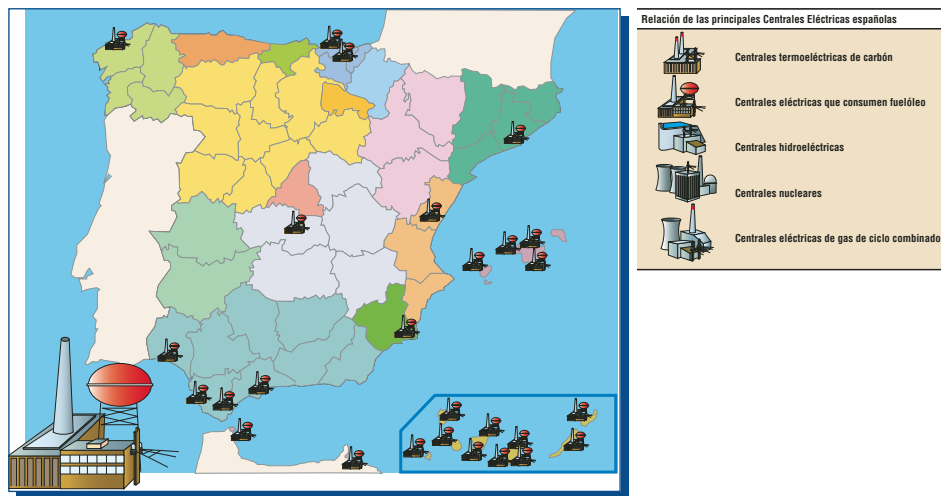


Principales centrales termoeléctricas de carbón en España			
Central	Potencia (MW)	Combustible	Provincia
Puentes de García Rodríguez	1.469	Lignito pardo	A Coruña 
Compostilla	1.341	Hulla y antracita	León 
Litoral de Almería	1.159	Hulla	Almería 
Teruel	1.101	Hulla subbituminosa	Teruel 
Aboño	922	Hulla	Asturias 
Soto de Ribera	683	Hulla	Asturias 
La Robla	655	Hulla	León 
Alcudia II	585	Hulla	Baleares 
Narcea	586	Antracita	Asturias 
Meirama	563	Lignito pardo y Hulla	A Coruña 
Los Barrios	568	Hulla	Cádiz 
Lada	515	Hulla	Asturias 
Guardo	516	Hulla y antracita	Palencia 
Anllares	365	Hulla y antracita	León 
Elcogas	320	Hulla y gas	Ciudad Real 
Puente Nuevo	324	Hulla y antracita	Córdoba 
Puertollano	221	Hulla	Ciudad Real 
Pasajes	217	Hulla	Guipúzcoa 
Serchs	160	Hulla subbituminosa	Barcelona 
Escucha	160	Hulla subbituminosa	Teruel 
Escatrón	80	Hulla subbituminosa	Zaragoza 

46. ¿Cuáles son las principales centrales que consumen fuelóleo/gas en España?

Las principales centrales termoeléctricas españolas que utilizan fuelóleo/gas como combustible principal se recogen en la Tabla III.3 adjunta.

Una parte muy importante de las centrales de fuelóleo instaladas en el sistema peninsular han sido transformadas en centrales termoeléctricas bicomcombustibles de fuelóleo y gas natural, utilizando un combustible u otro en función de los precios del combustible y de las condiciones ambientales existentes en cada momento.



Las centrales con una potencia mayor de 500 MW en el año 2003 son: Castellón con 1.085 MW, Santurce con 936 MW, Algeciras con 753 MW, Aceca con 627 MW y Escambreros con 578 MW.

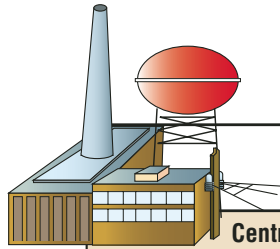


Tabla III.3

Principales centrales térmicas que consumen fuelóleo / gas en España

Central	Potencia (MW)	Provincia
Castellón	1.085	Castellón
Santurce	936	Vizcaya
Algeciras	753	Cádiz
Aceca	627	Toledo
Escombreras	578	Murcia
Sabón	460	A Coruña
Jinamar	416	Las Palmas
Granadilla	410	Sta. Cruz Tenerife
Barranco Tirajana	383	Las Palmas
Cristóbal Colón	308	Huelva
Candelaria	288	Sta. Cruz Tenerife
Ibiza	219	Baleares
Punta Grande	174	Lanzarote
Mahón	123	Baleares
Las Salinas	116	Fuenteventura
Los Guinchos	73	La Palma
Melilla-Diesel	54	Melilla
Ceuta-Diesel	49	Ceuta
San Molines	39	Baleares
El Palmar	16	Gomera
Llanos Blanco	10	Hierro

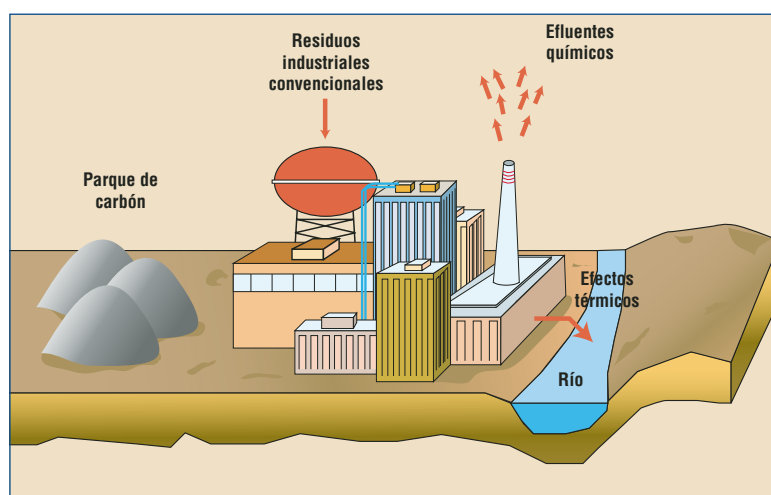
47. ¿Qué impacto tienen las centrales térmicas convencionales en el medio ambiente?

Los efectos sobre el medio ambiente de las centrales de carbón se derivan de las emisiones atmosféricas y residuos que se producen en la combustión del mineral (óxidos de azufre, nitrógeno y carbono, así como partículas, principalmente), del tratamiento del agua que se transforma en vapor (vertidos químicos) y de la refrigeración necesaria para condensar el vapor (efecto térmico). Estos problemas ambientales están regulados, y las empresas eléctricas disponen de los medios necesarios para su minimización.

El establecimiento en las centrales eléctricas de niveles específicos de emisión de SO_2 , NO_x y partículas, y los criterios sobre los niveles de inmisión que deben ser respetados en cualquier tipo de condiciones, llevaron hace tiempo a la adopción de sistemas de protección: equipos de desulfuración, retención de partículas mediante precipitadores electrostáticos, difusión atmosférica mediante chimeneas de elevada altura, sistemas de vigilancia continua de la calidad ambiental en el entorno de las centrales, etc... Actualmente se están desarrollando nuevas tecnologías que permitan una combustión "limpia" del carbón, como son las de lecho fluidificado, la gasificación, del carbón, etc.

Por su parte, los riesgos de contaminación química a causa de los vertidos procedentes del sistema de tratamiento del agua para su conversión en vapor, se tratan mediante depuración de las aguas residuales hasta los límites establecidos por la normativa existente en cada momento.

La elevación de la temperatura del medio líquido que se produce por el vertido del agua de refrigeración utilizada para condensar el vapor (contaminación térmica), es actualmente despreciable, pues la refrigeración se efectúa generalmente en circuito cerrado, es decir, empleando torres de refrigeración. En algunas centrales antiguas, que tienen circuito abierto, el sistema de refrigeración está calculado en forma tal



Esquema del impacto medioambiental de una central térmica de carbón.

que la elevación de la temperatura del agua queda dentro de los límites legislados y no produce una significativa alteración del ecosistema.

En cuanto a las centrales de fuelóleo inciden sobre el medio ambiente de manera bastante similar a las de carbón, ya que el proceso de generación de energía eléctrica es muy parecido: la diferencia sustancial es que estas centrales, en vez de quemar carbón, queman fuelóleo.

No obstante, su efecto medioambiental es algo menor, ya que el contenido en partículas sólidas del fuelóleo es inferior al del carbón y la combustión de fuelóleo implica menores emisiones de óxidos de nitrógeno y de carbono que la combustión de carbón. Por el contrario, suele ser mayor su emisión de óxidos de azufre aunque actualmente se ha mejorado este tema con la utilización de fuelóleos con menor contenido de azufre.

Estos efectos medioambientales son neutralizados en las centrales de fuelóleo con instalaciones de equipos de descontaminación parecidos a los de las centrales de carbón. Además, conviene señalar que bastantes instalaciones de este tipo se han reconvertido para poder utilizar también como combustible el gas natural, flexibilizando su operación de acuerdo con las condiciones meteorológicas y ecológicas de cada momento.

También debe ser tomado en consideración un último efecto sobre el medio ambiente, común a muchas otras industrias, que es la llamada contaminación acústica, debida al nivel de ruido producido por ciertos equipos de la central. En la actualidad, la mayoría de las centrales tienen instalados insonorizadores en su maquinaria más ruidosa, de forma que el ruido en el exterior de la central no es significativo.

(Para mayor detalle, consultar la publicación de UNESA "La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente. 2000").

48. ¿Qué es una central de gas de ciclo combinado?

Es una central en la que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos: el correspondiente a una turbina de gas (ciclo Brayton) y el convencional de agua/turbina vapor (ciclo Rankine).

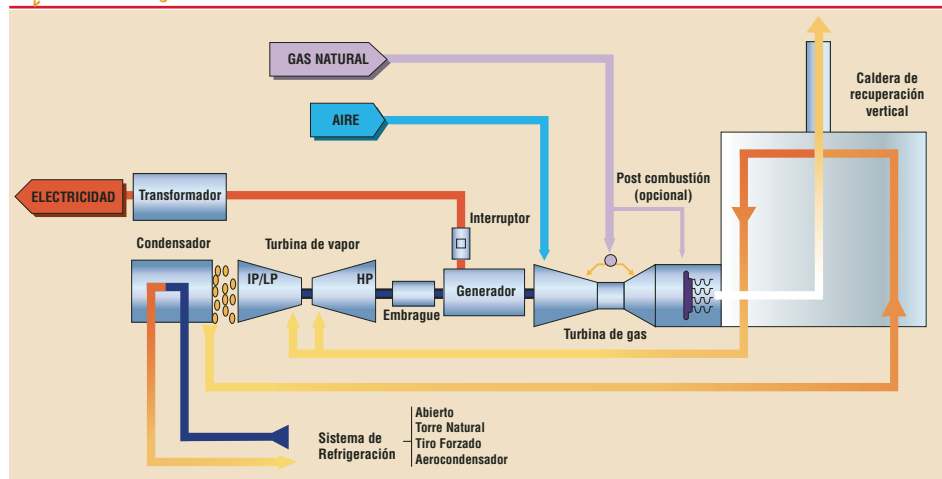
Fundamentalmente consta de un compresor de aire que permite la combustión del gas natural, alcanzando los gases de combustión una temperatura de unos 1.300 °C. Después, se expanden estos gases en una *turbina de gas* hasta la presión atmosférica, y esta energía mueve tanto el compresor de aire como un generador, que producirá una parte de la energía eléctrica de la planta. Como los gases de escape de la turbina de gas tienen todavía temperaturas del orden de los 600 °C, permiten su aprovechamiento en una *caldera de recuperación* de calor para la generación de vapor de agua, que, mediante su expansión en la correspondiente *turbina de vapor*, acciona también un generador eléctrico.

Por tanto, los tres equipos principales de una planta de ciclo combinado son: la turbina de gas, la caldera de recuperación y la turbina de vapor. Se hace, a continuación, una breve descripción de cada uno de estos elementos:

111 preguntas y respuestas

- **Turbina de gas.** Proviene del desarrollo para uso energético de los turbogeneradores y consta de: compresor, cámaras de combustión y la propia turbina.
 - *El compresor* es rotativo y es arrastrado por el mismo eje que la turbina, con un número de etapas variable según las diferentes tecnologías. Su función es inyectar aire a presión (entre 15 y 30 kg/cm²) para la combustión del gas y la refrigeración de las zonas calientes.
 - *Las cámaras de combustión* producen la mezcla del gas natural y el aire y la combustión de la misma. El diseño de este elemento es muy variable (silos, anular, cámaras secuenciales) según los distintos fabricantes, tratando de potenciar unas variables u otras (temperatura de entrada en turbina, producción de NO_x) con el fin de mejorar el diseño y el rendimiento de la turbina de gas.
 - *La turbina de gas* recibe los gases de la cámara de combustión y se produce la expansión de los mismos en las tres o cuatro etapas de las que consta. Cada etapa de expansión está constituida por una corona de álabes fijos, seguida de una corona de álabes sujetos al rotor. En los álabes fijos se transforma la entalpía de los gases en energía cinética, mientras que en los álabes rotóricos se recupera esta energía cinética y se transforma en energía mecánica de rotación, que se transmite a un eje. Parte de la potencia transmitida a este eje es consumida en arrastrar al compresor (2/3), mientras que el resto mueve el generador eléctrico.
- El rendimiento de una turbina de gas aumenta con la temperatura de los gases a la entrada a la misma. Esto ha motivado el continuo aumento de esta magnitud, exigiendo el desarrollo de materiales capaces de soportar altas temperaturas. En la actualidad, la temperatura de entrada está alrededor de los 1.300/1.400 °C, saliendo los gases de la última etapa a temperaturas superiores a los 600 °C, por lo que se llevan a la caldera de recuperación de calor.
- **La caldera de recuperación.** Es un intercambiador de calor en el que al fluido caliente lo constituyen los gases de escape procedentes de la turbina de gas y que circulan por el exterior y el fluido frío es el agua-vapor que circula por el interior de los tubos.

Esquema de flujos de una central de ciclo combinado



Fuente: UNESA.

Al corriente de la electricidad

Posee, generalmente, los mismos componentes de una caldera convencional (precalentadores, economizadores, evaporadores, sobrecalentadores y calderines) y, en algunos, casos incorporan by-pass de gases. Mediante este dispositivo se puede aislar la caldera del escape de la turbina de gas, de forma que ésta pueda funcionar en ciclo abierto cuando se revise o repare la caldera.

También existe la posibilidad de aportar combustible adicional a la caldera para aumentar la potencia total del ciclo.

- **Turbina de vapor.** Esta turbina suele ser de tres cuerpos. Se trata de máquinas convencionales, las cuales han alcanzado una gran madurez en su diseño, y que deben adaptarse a las condiciones específicas de cada instalación en cuanto a presión de escape y caudal de vapor disponible. Las variantes que se emplean son las llamadas de "acción" o "reacción", según el modo en que se realice la expansión del vapor.

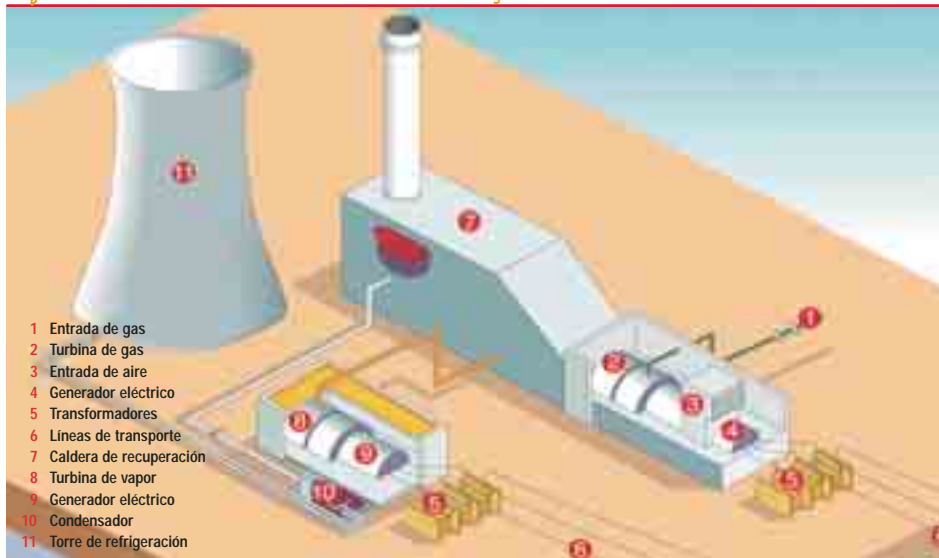
Conviene señalar que el desarrollo actual de esta tecnología tiende a acoplar las turbinas de gas y de vapor a un mismo eje, accionando así, conjuntamente, un único generador eléctrico. (Ver gráfico pág. 87)

El desarrollo tecnológico de este tipo de centrales ha sido espectacular en los últimos años. El alto rendimiento que tienen, las buenas prestaciones que ofrecen en su explotación y el menor impacto ambiental, hacen que este tipo de centrales sean de las más interesantes en la expansión de los sistemas eléctricos de gran parte de los países del entorno, incluido España.

49. ¿Cómo funciona una central de ciclo combinado?

El esquema de funcionamiento de una central de ciclo combinado es el siguiente (ver gráfico):

Esquema de funcionamiento de una central de gas de ciclo combinado



Fuente: UNESA.

La turbina de gas consta de un compresor de aire, una cámara de combustión y la cámara de expansión. El compresor comprime el aire a alta presión para mezclarlo posteriormente en la cámara de combustión con el gas. En esta cámara se produce la combustión del combustible en unas condiciones de temperatura y presión que permiten mejorar el rendimiento del proceso, con el menor impacto ambiental posible.

A continuación, los gases de combustión se conducen hasta la *turbina de gas* (2) para su expansión. La energía se transforma, a través de los álabes, en energía mecánica de rotación que se transmite a su eje. Parte de esta potencia es consumida en arrastrar el compresor (aproximadamente los dos tercios) y el resto mueve el *generador eléctrico* (4), que está acoplado a la turbina de gas para la producción de electricidad. El rendimiento de la turbina aumenta con la temperatura de entrada de los gases, que alcanzan unos 1.300 °C, y que salen de la última etapa de expansión en la turbina a unos 600 °C. Por tanto, para aprovechar la energía que todavía tienen, se conducen a la *caldera de recuperación* (7) para su utilización.

La caldera de recuperación tiene los mismos componentes que una caldera convencional (precalentador, economizador, etc.), y, en ella, los gases de escape de la turbina de gas transfieren su energía a un fluido, que en este caso es el agua, que circula por el interior de los tubos para su transformación en vapor de agua.

A partir de este momento se pasa a un ciclo convencional de vapor/agua. Por consiguiente, este vapor se expande en una *turbina de vapor* (8) que acciona, a través de su eje, el rotor de un *generador eléctrico* (9) que, a su vez, transforma la energía mecánica rotatoria en electricidad de media tensión y alta intensidad. A fin de disminuir las pérdidas de transporte, al igual que ocurre con la electricidad producida en el generador de la turbina de gas, se eleva su tensión en los *transformadores* (5), para ser llevada a la red general mediante las *líneas de transporte* (6).

El vapor saliente de la turbina pasa al *condensador* (10) para su licuación mediante agua fría que proviene de un río o del mar. El agua de refrigeración se devuelve posteriormente a su origen, río o mar (ciclo abierto), o se hace pasar a través de *torres de refrigeración* (11) para su enfriamiento, en el caso de ser un sistema de ciclo cerrado.

Conviene señalar que el desarrollo actual de esta tecnología tiende a acoplar las turbinas de gas y de vapor al mismo eje, accionando así conjuntamente el mismo generador eléctrico.

50. ¿Cuáles son las principales centrales españolas de ciclo combinado?

Se están construyendo muchas centrales de ciclo combinado (CCGT) en todo el mundo, especialmente en los países desarrollados. Actualmente hay numerosas solicitudes de nuevas instalaciones en España.

Durante el año 2002 y el primer semestre del 2003, han sido conectados a la red eléctrica española 9 grupos, que suman una potencia total de 4.394 MW, tal y como puede verse en la Tabla III.4 adjunta.

Al corriente de la electricidad

La entrada de estos grupos ha permitido aumentar los índices de cobertura de nuestro sistema, tal y como se demostró en las puntas del invierno de 2002 y las del verano (aire acondicionado) de 2003. No obstante, conviene señalar que algunos de estos grupos todavía están en fase de pruebas, dado que emplean una tecnología muy novedosa.

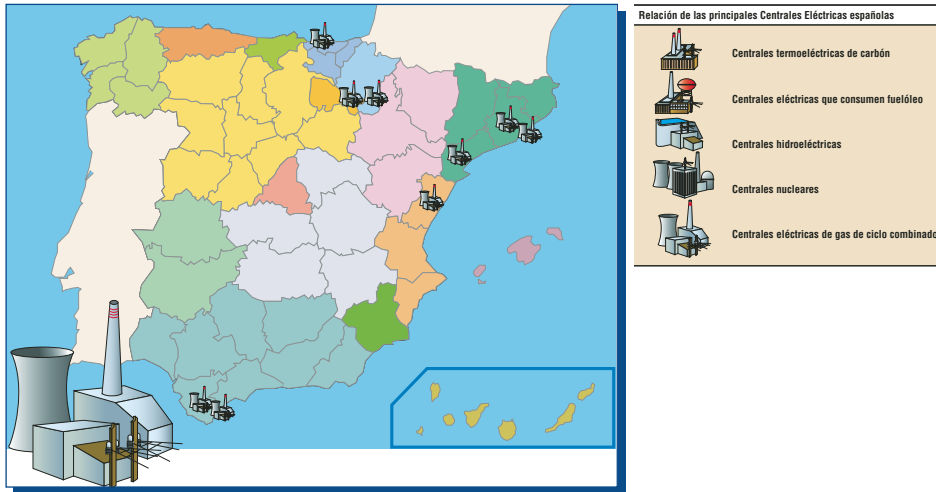


Tabla III.4

Relación de centrales de ciclo combinado (junio 2003)

Central	Potencia (MW)	Año de entrada en servicio	Provincia
San Roque 1	397	Marzo 2002	Cádiz
San Roque 2	397	Mayo 2002	Cádiz
Besós 3	400	Mayo 2002	Barcelona
Besós 4	400	Junio 2002	Barcelona
Castellón 3	800	Mayo 2002	Castellón
Castejón 1	400	Julio 2002	Navarra
Castejón 2	400	Mayo 2003	Navarra
B.B.E	800	Abril 2003	Vizcaya
Tarragona Endesa	400	Junio 2003	Tarragona
Total	4.394		

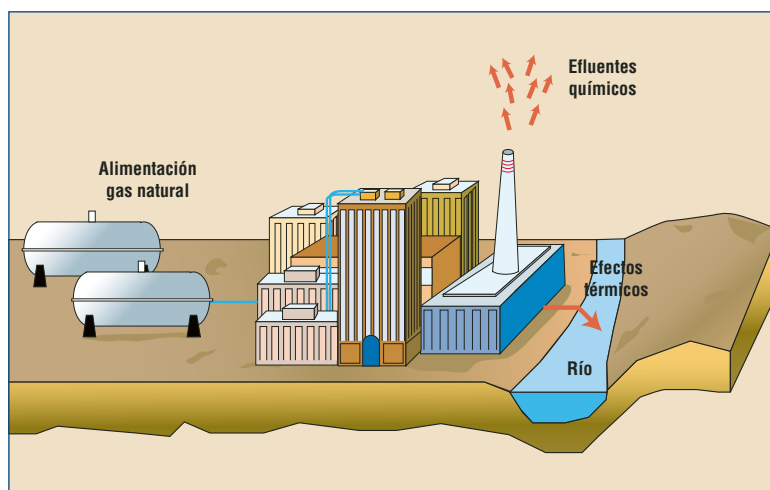
51. ¿Qué impacto tienen las centrales de ciclo combinado en el medio ambiente?

El fomento de la utilización del gas natural para la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado está dentro de las políticas medioambientales de numerosos países de la UE, por sus ventajas en comparación con otro tipo de centrales. Asimismo, estas centrales tienen un rendimiento térmico superior a las plantas convencionales, ya que este rendimiento puede aumentar de un 38/40%, hasta el 60%.

En efecto, la combustión de gas natural implica una menor emisión por kwh producido de óxidos de nitrógeno y, sobre todo, de óxidos de carbono. En concreto cabe señalar que la relación CO_2 emitido/kwh producido, en el caso del gas natural utilizado en las centrales de ciclo combinado es algo menos de la mitad de lo emitido por una central térmica convencional de carbón.

Por todo ello, en el documento "Planificación de los sectores de la electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", aprobado por el Gobierno en octubre de 2002, además del establecimiento de un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética y del fomento de la cogeneración, se apuesta por una penetración importante del gas natural en la generación de electricidad que, junto a las energías renovables, supondrá una considerable reducción de las emisiones del Sector Eléctrico. Esta estrategia supone una de las mayores aportaciones de España para hacer frente al Cambio Climático.

(Para mayor detalle, ver la publicación de UNESA "La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente. 2001").



Esquema del impacto medioambiental de una central térmica de gas natural.

52. ¿Qué es una central de cogeneración?

Las centrales de cogeneración permiten la producción y aprovechamiento combinado de calor y electricidad. Es una forma de aprovechamiento energético con elevado rendimiento, utilizada ya desde principios de siglo. Es, por tanto, una solución atractiva cuando existen necesidades de energía térmica y eléctrica de forma prácticamente continua.

Las instalaciones de cogeneración están diseñadas de forma que el vapor producido en la caldera, además de ser enviado a los turbogeneradores para producir electricidad, puede ser extraído en determinados puntos de la turbina —o del escape de la turbina— para suministrar calor a procesos industriales (en los países nórdicos de climas muy fríos, se utiliza también este calor para los sistemas de calefacción urbana - "district heating").

Los sistemas de cogeneración hacen posible la obtención de rendimientos energéticos mayores que los que se conseguirían con producciones separadas de electricidad y calor, llegando el rendimiento en algunos casos al 80%. Tienen, lógicamente, un menor impacto medioambiental que los procesos convencionales debido a este alto rendimiento y especialmente en aquellas instalaciones de cogeneración que utilizan gas natural como combustible.

Existen diversos sistemas de cogeneración según el tipo de turbogeneradores y combustibles que se empleen; de su situación en el proceso productivo; de la estructura energética de la fábrica en la que se aplican; del horario laboral de ésta; de su nivel de demanda energética; de la disponibilidad de combustibles, etc. Así, hay sistemas de cogeneración basados en el ciclo de turbina de gas; el ciclo con motor diesel; el ciclo con turbina de vapor; el ciclo combinado y el aprovechamiento de calor residual con turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas permite maximizar la producción de calor útil frente a la producción eléctrica, permitiendo suministrar la demanda térmica a alta temperatura. Por sus características se utilizan en los sectores de refino, químico y en la fabricación de pasta de papel, en los que se exige un funcionamiento continuo y elevadas necesidades energéticas. Las gamas de potencia suelen variar entre 5 y 50 MW.



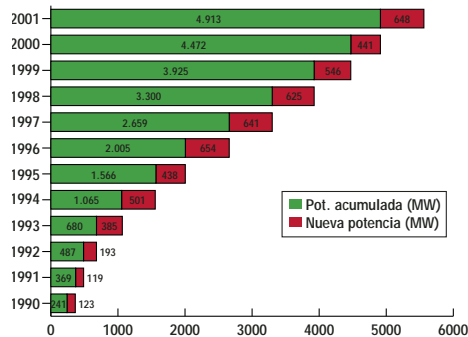
Central de cogeneración de Algeciras.

La cogeneración mediante motor alternativo de gas, gasóleo o fuelóleo es, en general, atractiva cuando la demanda térmica es baja frente a la demanda eléctrica. Proporciona vapor y agua caliente a 85-95 °C. Presenta la ventaja frente a las turbinas de gas de que el rendimiento apenas disminuye con el tamaño. Se utilizan habitualmente en sectores con ciclo de funcionamiento diario o semanal, como es el caso de los sectores Terciario y Servicios, en la industria de la alimentación y en la textil.

También hay cogeneración con ciclo combinado de gas y vapor, lo que permite optimizar el rendimiento de la turbina de gas con la instalación de una turbina de vapor de contrapresión aprovechando la temperatura de los gases de salida para producir vapor de agua, sobrecalentado a alta presión. De esta forma se consigue mejorar el rendimiento de la generación eléctrica.

Finalmente, otras posibilidades que presentan las instalaciones de cogeneración son: la utilización de los gases calientes de escape de la turbina de gas o del motor alternativo, para el secado, o para la producción de frío en máquinas de absorción.

Evolución de la cogeneración en España



Fuente: IDAE. Seminario «El Mercado Eléctrico ante el año 2003» (Junio 2002).

53. ¿Cuál es la potencia de cogeneración en España?

La cogeneración en España ha tenido un incremento considerable a lo largo de los últimos años debido, fundamentalmente, a que el marco legal de la cogeneración es análogo al de las energías renovables. Es decir, los sobrantes que se vierten a la red eléctrica operan en el denominado Régimen Especial, por lo que la energía procedente de estas instalaciones tiene prioridad con respecto al resto de instalaciones, lo cual supone una ventaja operativa muy interesante en un mercado de generación liberalizado y competitivo.

Además, las instalaciones en Régimen Especial reciben una prima económica cuyo importe se fija reglamentariamente con la actualización de las tarifas eléctricas.

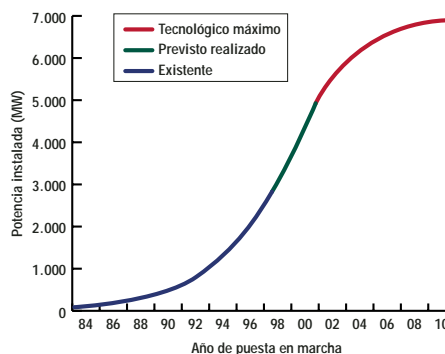
En España había en el año 1994 más de un centenar de instalaciones de cogeneración en funcionamiento, con una potencia total de 1.566 MW, la mayor parte de las cuales era propiedad de los autoprodutores. En el año 2000, la potencia instalada había aumentado considerablemente, alcanzando ya los 4.913 MW, con un porcentaje de producción de electricidad del 11,7% sobre la generación total de España.

En la Tabla III.5 que se adjunta se recoge la evolución en España de la potencia de generación para el periodo 1990-2000. Puede observarse que en la década de los noventa, se instalaron más de 4.000 MW de nueva potencia.

Teniendo en cuenta la política energética de la UE sobre este tipo de instalaciones, así como la incentivación que tiene en nuestro marco jurídico, es de prever que en España siga aumentando el número de instalaciones de cogeneración. Ahora bien, esta tecnología que consigue un elevado rendimiento energético global, debería ser atractiva económicamente por sí misma, adecuando sus dimensiones a las necesidades reales de calor y de electricidad del proceso industrial correspondiente.

El desarrollo de la cogeneración en España está encontrando ya límites debido a que cada vez es más complicado encontrar nuevas fuentes industriales de calor. (Ver gráfico)

Futuro de la cogeneración en España



Fuente: IDAE. Seminario «El Mercado Eléctrico ante el año 2003» (Junio 2002).

Tabla III.5

Evolución de la potencia instalada en cogeneración

Años	Potencia instalada (MW)	Incremento anual (%)
1990	363	—
1991	487	32
1992	680	39
1993	1.055	56
1994	1.566	47
1995	2.005	28
1996	2.659	33
1997	3.300	24
1998	3.925	19
1999	4.472	12
2000	4.913	10

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2002.

c) Centrales nucleares

54. ¿Qué es la energía nuclear?

La energía nuclear es la energía proveniente de reacciones nucleares o de la desintegración de los núcleos de algunos átomos. Procede de la liberación de la energía almacenada en el núcleo de los mismos.

La liberación de esta energía almacenada, mediante las reacciones nucleares de *fisión* (división) o *fusión* (unión) de los núcleos de los átomos que constituyen la materia, es el mayor proceso de transformación energética en el Universo y constituye la mayor fuente energética en el mismo. Las reacciones energéticas que se producen en el interior de las estrellas son ejemplos de procesos nucleares en el Universo.

La energía producida de forma controlada en estos procesos es generalmente conocida como *energía nuclear*. Esta energía ha alcanzado a lo largo de cinco décadas un elevado nivel de madurez tecnológica —comparable a la industria aeroespacial y de telecomunicaciones— y su utilización como fuente de generación eléctrica es un hecho de gran relieve. Así lo confirma el dato de que, en el año 2002, existían en el mundo 441 reactores nucleares de fisión en funcionamiento, los cuales generaban aproximadamente el 16% de la energía eléctrica producida en ese año.

La liberación de esta energía mediante la desintegración de los núcleos de algunos átomos se conoce como *radiactividad*: conviene destacar las numerosas aplicaciones de este tipo de energía en los ámbitos de la medicina, de la industria, la agricultura y de la investigación.

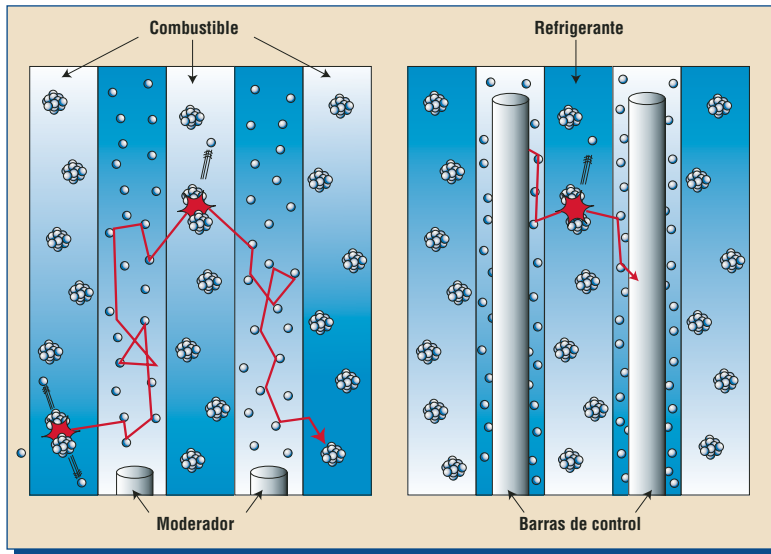
55. ¿Qué es un reactor nuclear de fisión?

Un reactor *nuclear de fisión* es una instalación capaz de iniciar, controlar y mantener las reacciones de fisión en cadena, con los medios adecuados para extraer el calor generado. Este reactor consta de varios elementos esenciales para la generación del calor y posterior producción de vapor. Son los siguientes (ver gráfico):

- *El combustible*, formado por un material fisionable, generalmente un compuesto de uranio, en el que tienen lugar las reacciones de fisión y, por tanto, es la fuente de generación del calor.
- *El moderador*, que hace reducir la velocidad de los neutrones rápidos aparecidos en la fisión, convirtiéndolos en neutrones lentos (térmicos), que tienen más probabilidad de producir nuevas fisiones. El agua, el grafito y el agua pesada se emplean como materiales moderadores.
- Los *elementos de control* que actúan como absorbentes de neutrones y, por tanto, controlan también la reactividad del reactor, haciendo que sea estable durante su funcionamiento. Los elementos de control suelen tener forma de barras.

Al corriente de la electricidad

- El *refrigerante*, que extrae el calor generado por el combustible del reactor. Generalmente se usan refrigerantes líquidos, como el agua ligera y el agua pesada, o gases como el anhídrido carbónico y el helio.
- El *blindaje*, que evita el escape al exterior de radiaciones y de neutrones del reactor. Los materiales usados como blindaje pueden ser el hormigón, el acero, el plomo, etc.



Esquema de un reactor nuclear de fisión.

56. ¿Qué es una central nuclear?

Una central térmica nuclear es una instalación que aprovecha el calor obtenido mediante la fisión de los núcleos de uranio para producir energía eléctrica. Por consiguiente, las centrales nucleares tienen un *reactor*, es decir, una instalación que permite iniciar y controlar una reacción en cadena de fisión nuclear. El calor generado en dicha reacción se utiliza para convertir un líquido, generalmente agua, en vapor que de manera semejante a como ocurre en las centrales térmicas de combustibles fósiles, se emplea para accionar un grupo turbina-generator y producir así energía eléctrica.

Todas las centrales nucleares españolas actualmente en operación tienen reactores moderados con agua (en el mundo representan aproximadamente el 80% del total), existiendo dos tipos fundamentales de centrales nucleares con este tipo de reactor: las *centrales de agua a presión* (PWR) y las *centrales de agua en ebullición* (BWR).

En las primeras, el vapor de agua se produce en dos etapas, mediante dos circuitos independientes entre sí que se llaman circuitos primario y secundario. De los nueve grupos nucleares en operación actualmente en España, siete son de agua a presión y dos son de agua en ebullición.

a) Centrales de agua a presión (PWR)

Este tipo de reactores fueron inicialmente desarrollados en los Estados Unidos para la propulsión submarina y después se adaptaron a usos civiles.

El combustible utilizado es dióxido de uranio, enriquecido en U-235 al 3,5% aproximadamente, que se introduce en forma de pastillas en tubos de un material llamado circaloy, constituyendo una varilla de combustible. A su vez, las varillas de combustible se unen para formar un elemento de combustible. Un conjunto de unos 160 elementos combustibles constituyen el núcleo del reactor, que se introduce en una vasija de acero inoxidable de un espesor aproximado de 20 cm.

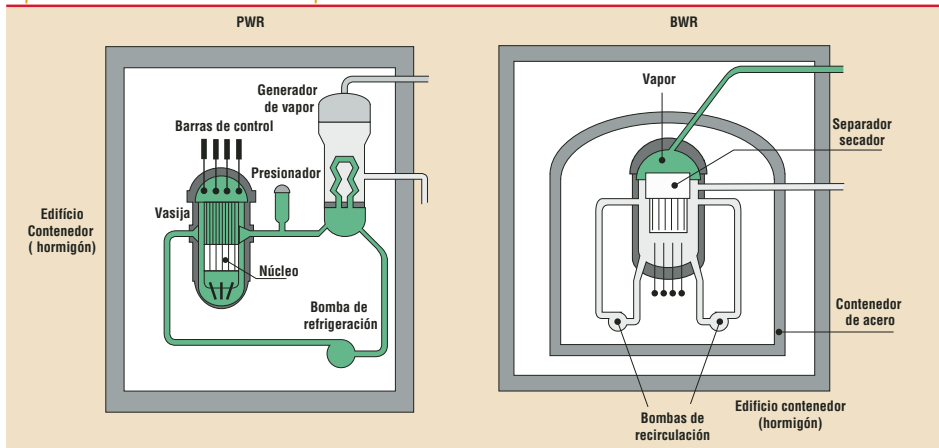
Los elementos de combustible en cuyo interior se produce el calor generado por la fisión del uranio, se refrigeran por medio de un circuito de agua (circuito primario) que, además, sirve de moderador. El agua aumenta su temperatura, y se mantiene en estado líquido al estar todo el sistema sometido a una elevada presión (del orden de 160 atmósferas). El refrigerante, en estado líquido, se hace, entonces, circular a través de un intercambiador de calor llamado generador de vapor, cediendo su calor a otro circuito de agua (circuito secundario) diferente y sin contacto con el primario, que se transforma en vapor.

Tal como sucede en las centrales térmicas convencionales, este vapor se hace circular por una turbina que transforma su energía calorífica en energía mecánica de rotación que, mediante un generador, produce la electricidad. Una vez que ha cedido su energía a la turbina, el agua de este circuito secundario se condensa y vuelve a introducirse en el generador de vapor, cerrando así el circuito (ver gráfico).

Las reacciones de fisión se controlan por un conjunto de barras de control distribuidas convenientemente en el interior de los elementos combustibles.

Un componente adicional conectado al circuito primario es el llamado *presionador* que permite, por una parte, vigilar el nivel de agua en el circuito y, por otra, regular la presión de mismo.

Tipos de reactores nucleares para centrales eléctricas



Al corriente de la electricidad

Todo este circuito está situado en el interior de un edificio de contención, de hormigón armado con un espesor que varía entre 50 y 100 cm, y recubierto interiormente por una chapa de acero que lo vuelve hermético. Este edificio de contención se mantiene en depresión con el fin de que las posibles fugas que pudieran producirse no salgan al exterior.

b) Centrales de agua en ebullición (BWR)

Como se observa en el gráfico indicado, las centrales BWR se diferencian de las anteriores, básicamente, en que carecen de circuito secundario. El circuito primario se mantiene a una presión sensiblemente inferior (en torno a 70 atmósferas), produciéndose el vapor en el reactor que se envía directamente a la turbina para que ésta mueva el generador.

Estas centrales disponen, alrededor de la vasija del reactor y de las bombas y tuberías del refrigerante primario, de una contención primaria de acero en la que se contiene la llamada "piscina de supresión", cuya función es condensar y retener las fugas de vapor que pudieran producirse. Además, al igual que las centrales PWR, tienen el correspondiente edificio de contención de hormigón armado.

Ambos tipos de centrales nucleares tienen un *edificio de combustible*, que sirve tanto para almacenar los elementos combustibles nuevos, como para guardar en piscinas de hormigón recubiertas de acero inoxidable y llenas de agua el combustible que ya ha sido utilizado, hasta su traslado a un centro de almacenamiento final del combustible gastado. El edificio del combustible y el de contención están conectados entre sí para poder trasladar los elementos combustibles sin salir de la zona controlada de la central, la cual se encuentra completamente aislada del resto de las instalaciones.

Por último, las centrales nucleares poseen *edificios de salvaguardias y de equipos auxiliares* en los que se ubican los sistemas de seguridad que entran en funcionamiento en caso de que se produzca una avería, los sistemas auxiliares de recarga del combustible, de la puesta en marcha del reactor, etc. Asimismo, cuentan con un sistema de alimentación eléctrica propio formado por generadores accionados por grupos diesel, que se utiliza cuando la central no pueda contar con energía eléctrica exterior procedente de la red.



Central nuclear de Vandellós.



Central nuclear de Santa María de Garoña.

57. ¿Cómo funciona una central nuclear?

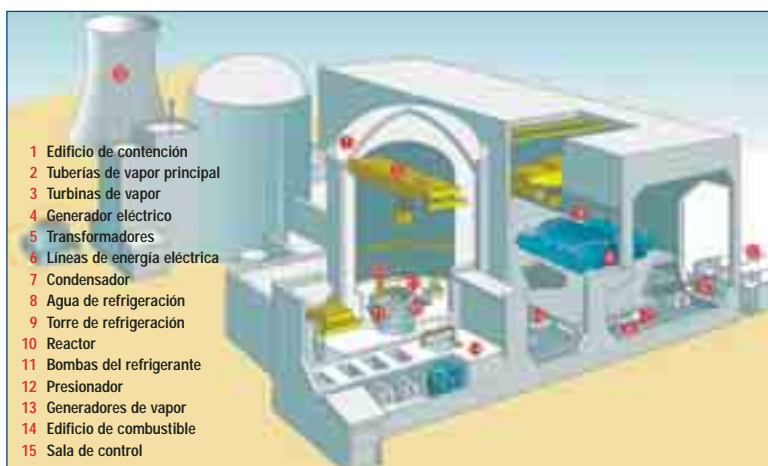
Se tomará como ejemplo el funcionamiento de una *central de agua a presión*. Consta de un *edificio de contención* (1), que es una construcción blindada y hermética compuesta normalmente por una base cilíndrica acabada por una cúpula. En él se alojan los principales componentes del circuito primario, como son *el reactor* (10), los *generadores de vapor* (13), el *presionador* (12) y las *bombas del refrigerante* (11). Representa, por tanto, la parte más característica de una central nuclear.

El calor generado por las fisiones de los núcleos del combustible alojado en el reactor se transmite al fluido refrigerante (agua), que se mantiene en estado líquido debido a su gran presión. El refrigerante es conducido hacia los generadores de vapor. A la salida de éstos, el agua vuelve al reactor impulsada por las bombas del refrigerante.

En los generadores de vapor y, sin mezclarse con la del circuito primario, el agua del circuito secundario se convierte en vapor que se conduce al edificio de turbinas a través de las *tuberías de vapor principal* (2) para accionar los álabes de las *turbinas de vapor* (3). El vapor que sale de las turbinas pasa nuevamente a estado líquido en el *condensador* (7). El *agua para refrigerar* (8) se toma de un río o del mar y, a través de una o varias *torres de refrigeración* (9), se enfría antes de devolverla a su origen.

La energía del vapor que llega a las turbinas se convierte en electricidad mediante un *generador eléctrico* (4). La tensión de salida del mismo es aumentada convenientemente mediante *transformadores* (5) para ser enviada a la red general a través de las *líneas de transporte de energía eléctrica* (6).

Entre las instalaciones relevantes de una central nuclear se halla, asimismo, el *edificio de combustible* (14). En él se halla el sistema de almacenamiento de combustible gastado que permite la pérdida gradual de su actividad. El combustible se cargará posteriormente en un contenedor que, tras su limpieza en el foso de descontaminación, será transportado a las instalaciones de almacenamiento definitivo fuera de la central. En dicho edificio se almacena también el combustible que aún no ha sido utilizado en el reactor.



Esquema central nuclear.



Central nuclear de Trillo.

Todas las operaciones descritas anteriormente se supervisan desde la *sala de control* (15) de la central.

El funcionamiento de una *central de agua en ebullición* (BWR) se diferencia de la anterior, básicamente, en que carece de generadores de vapor, ya que hay un solo circuito para producir el vapor de agua que se envía directamente a las turbinas. (Ver Gráfico)

58. ¿Cuáles son las centrales nucleares en España?

España tiene en funcionamiento en el año 2003 siete centrales nucleares, con nueve reactores nucleares y una potencia conjunta de 7.896 MW.

La primera central nuclear española que entró en servicio fue la de "José Cabrera", situada en Zorita de los Canes, provincia de Guadalajara. Tiene una potencia de 160 MW y comenzó a funcionar en el año 1969. En octubre de 2002, el Ministerio de Economía, responsable de la política energética del país, estableció la salida de servicio de esta central para el año 2006.

En el año 1971 se conectó a la red la central de Santa María de Garoña, localizada en la provincia de Burgos, con una potencia actual de 466 MW.

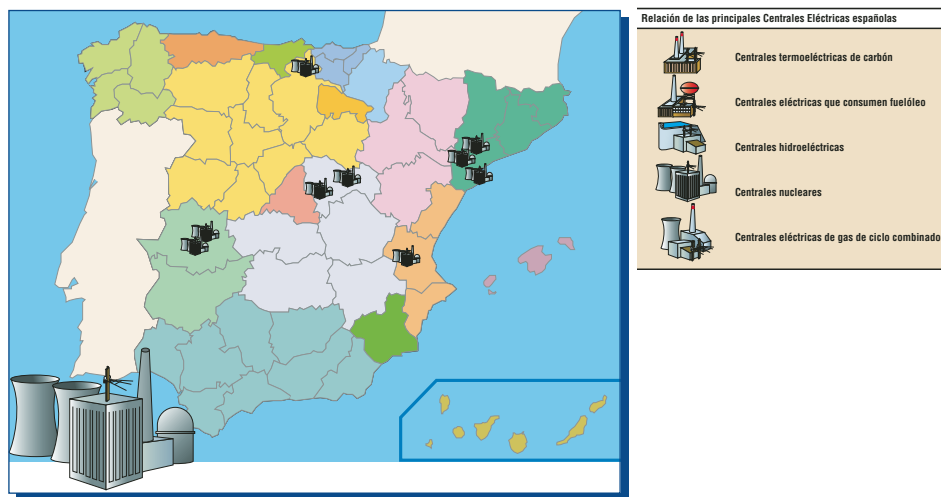
Un año más tarde, en 1972, entró en funcionamiento la central nuclear hispano-francesa de Vandellós I, con un reactor grafito-gas, situada en la provincia de Tarragona, con una potencia de 500 MW. En octubre de 1989, un incendio destruyó parte de las instalaciones convencionales (turbinas) de la central de Vandellós I. Al año siguiente, una vez evaluada la posibilidad técnica y económica de proceder a su reparación, se decidió la retirada definitiva de servicio de esta central.



Central nuclear de Ascó.

111 preguntas y respuestas

A comienzos del año 1983, se puso en servicio el primer grupo de la central nuclear de Almaraz, con una potencia actual de 980 MW, ubicada en la provincia de Cáceres. En 1984 entró en operación el segundo grupo de la central de Almaraz, que posee actualmente 983 MW de potencia. Asimismo, en ese mismo año empezó a funcionar el primer grupo de la central nuclear de Ascó, con una potencia de 1.033 MW. Está situada en la provincia de Tarragona, a orillas del Ebro.



En 1985, entró en funcionamiento la central nuclear de Cofrentes, que tiene una potencia de 1.095 MW. Está situada en Cofrentes, a orillas del Júcar, en la provincia de Valencia. Un año más tarde, en 1986, lo hizo el segundo grupo de la central de Ascó, con 1.027 MW de potencia.

En diciembre de 1987, entró en periodo de pruebas la central de Vandellós II, que alcanzó su servicio a plena potencia durante 1988. Posee en la actualidad 1.087 MW de potencia. Por último, también en 1988 entró en servicio la central de Trillo I, que tiene 1.066 MW.

En la Tabla III.6 adjunta, se resumen las características más importantes de las centrales nucleares españolas en funcionamiento en el año 2003, es decir, su potencia al 31 de diciembre de 2003, tipo de reactor, año de puesta en servicio, localización y empresas propietarias. Asimismo, en el gráfico se recoge un mapa de España con la localización de estas centrales.

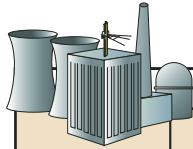











Tabla III.6

Centrales nucleares españolas en funcionamiento. Año 2003

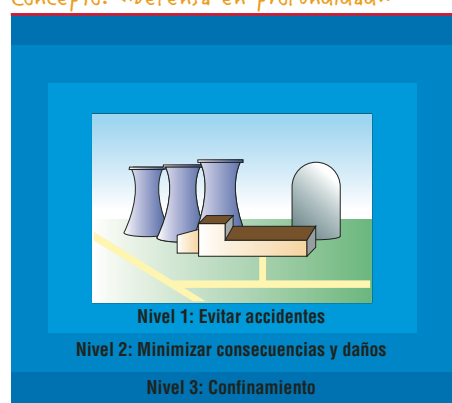
Central	Año	Titular	Potencia (MW)	Tipo	Origen tecnológico	Localización (Provincia)
José Cabrera	1969	UFSA (100%)	160	PWR	EE. UU.	Almariz de Zorita (Guadalajara) 
Garoña	1971	NUCLENOR (IBERDROLA 50% ENDESA 50%)	466	BWR	EE. UU.	Sta. Maria de Garoña (Burgos) 
Almaraz I	1983	IBERDROLA (53%) ENDESA (36%) UFSA (11%)	980	PWR	EE. UU.	Almaraz (Cáceres) 
Almaraz II	1984	IBERDROLA (53%) ENDESA (36%) UFSA (11%)	983	PWR	EE. UU.	Almaraz (Cáceres) 
Ascó I	1984	ENDESA (100%)	1.033	PWR	EE. UU.	Ascó (Tarragona) 
Ascó II	1986	ENDESA (85%) IBERDROLA (15%)	1.027	PWR	EE. UU.	Ascó (Tarragona) 
Cofrentes	1985	IBERDROLA (100%)	1.095	BWR	EE. UU.	Cofrentes (Valencia) 
Vandellós II	1988	ENDESA (72%) IBERDROLA (28%)	1.087	PWR	EE. UU.	Vandellós (Tarragona) 
Trillo	1988	UFSA (34,5%) IBERDROLA (48%) HC (15,5%) NUCLENOR (2%)	1.066	BWR	Alemania	Trillo (Guadalajara) 

59. ¿Son seguras las centrales nucleares españolas?

La Administración española en general, y el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) en particular, toman numerosas medidas para controlar y vigilar la operación segura de todas las centrales nucleares, abarcando desde la selección del emplazamiento hasta el desmantelamiento de las instalaciones. Sus funciones pueden resumirse de la siguiente forma:

- Selección de un emplazamiento apropiado, teniendo en cuenta sus características geológicas, sísmicas, hidrológicas y meteorológicas. Se realizan una serie de análisis, sondeos y observaciones para diseñar la instalación de modo que soporte los daños que pudieran producirse por terremotos, inundaciones, cargas del viento y otros efectos adversos originados por estos fenómenos naturales.
- Antes del comienzo de la construcción de la central, se somete a la aprobación de la Administración el *Estudio Preliminar de Seguridad*, que describe los criterios del proyecto de la instalación y analiza el funcionamiento de los distintos sistemas y estructuras. Además, considera hipotéticos incidentes y demuestra que aunque se produjesen, la población no sufriría daños inaceptables.
- Mucho antes de que la central comience a funcionar, se estudia el fondo radiológico de la zona. Durante la operación, se ejerce una vigilancia ambiental para comparar los resultados de sus medidas con los valores existentes anteriormente a su funcionamiento.
- Para obtener la *Autorización de Operación* se presenta el *Estudio Final de Seguridad*, semejante al anterior, pero donde se ha de demostrar que se ha cumplido lo allí especificado y en el que se describe y analiza cómo ha quedado construida la central. En este estudio final se detallan los siguientes puntos:
 - Los productos radiactivos que se generen en el núcleo están protegidos por barreras sucesivas que impiden su liberación directa al exterior.

Seguridad de las centrales nucleares.
Concepto: «Defensa en profundidad»



Fuente: Foro Nuclear.



Central de almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad de El Cabril (Córdoba).

Al corriente de la electricidad

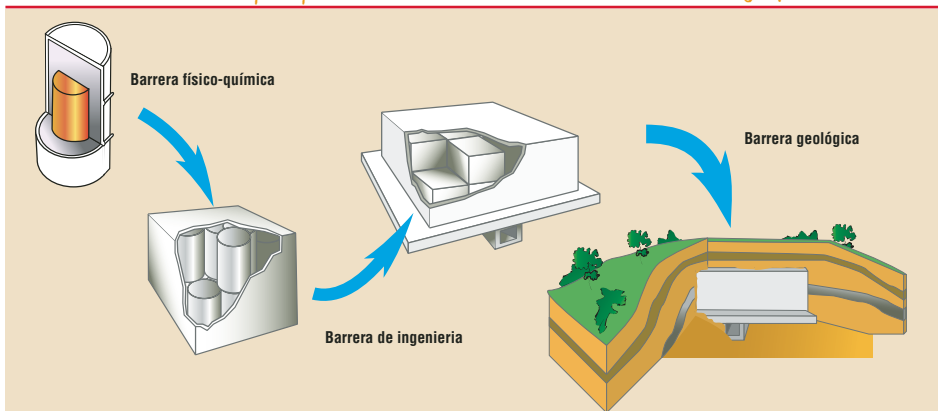
Licenciamiento y control de las instalaciones nucleares y radiactivas



Fuente: UNESA.

- Aun en el caso hipotético de un accidente, existen sistemas de seguridad que impiden que sus consecuencias produzcan daños inaceptables.
- Los sistemas importantes para la seguridad tienen componentes repetidos e independientes para que, en caso de fallo de uno de ellos, actúe su "doble" sin que se deriven efectos perjudiciales. También se duplican las líneas eléctricas, acometidas de agua y otros sistemas cuando, por razones de seguridad, hay que garantizar el suministro.
- La central se protege contra posibles sabotajes y dispone de sistemas muy elaborados de protección contra incendios.
- La fabricación de componentes, su instalación y montaje se han realizado de acuerdo con un programa de garantía de calidad muy estricto.

Sistema de barreras múltiples para aislamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad



Fuente: Foro Nuclear.

- e) Antes de obtener la autorización de operación de la central se preparan una serie de documentos oficiales para la explotación que, tras ser aprobados por la Administración, regulan detalladamente todos los aspectos del funcionamiento de aquella.
- f) Antes y periódicamente durante el funcionamiento de la central, los diversos componentes se someten a pruebas para comprobar que funcionan de acuerdo con lo previsto en el proyecto. También se efectúa el mantenimiento preventivo de la instalación.
- g) El Consejo de Seguridad Nuclear regula la concesión de licencias al personal de operación de la central, las cuales hay que renovar periódicamente.
- h) La Administración ejerce vigilancia sobre el buen funcionamiento y el cumplimiento de las especificaciones de explotación durante toda la vida de la central y, finalmente, todas las relativas a su desmantelamiento.

Asimismo, y a pesar de la pequeñísima probabilidad de que por un accidente se evacuen al exterior de una central de diseño occidental cantidades significativas de material radiactivo, se preparan *planes de emergencia* con las acciones que han de tomarse para hacer frente a cualquier tipo de incidente.

60. ¿Podría producirse un accidente como el de Chernobyl en las centrales nucleares españolas?

Un accidente como el de la central nuclear de Chernobyl no se podría producir nunca en las centrales españolas, porque el diseño de las centrales nucleares occidentales y por tanto, las españolas, es muy diferente al de las del tipo de Chernobyl, de diseño ex-soviético. Asimismo, las tecnologías utilizadas son distintas y los conceptos de seguridad en su funcionamiento, también.

Las centrales nucleares españolas se basan en el concepto de seguridad a ultranza, usando barreras físicas interpuestas al escape de la radiación o de productos radiactivos. Así, por ejemplo, la última barrera, el edificio de contención, no existe en las centrales similares a la de Chernobyl. Un edificio con esas características hubiera sido capaz de retener toda la energía y radiactividad liberadas en un accidente como el de Chernobyl. O lo que es lo mismo: si esta central hubiera contado con ese edificio, el accidente hubiera sido controlado de forma adecuada.



Central nuclear de Chernobyl.

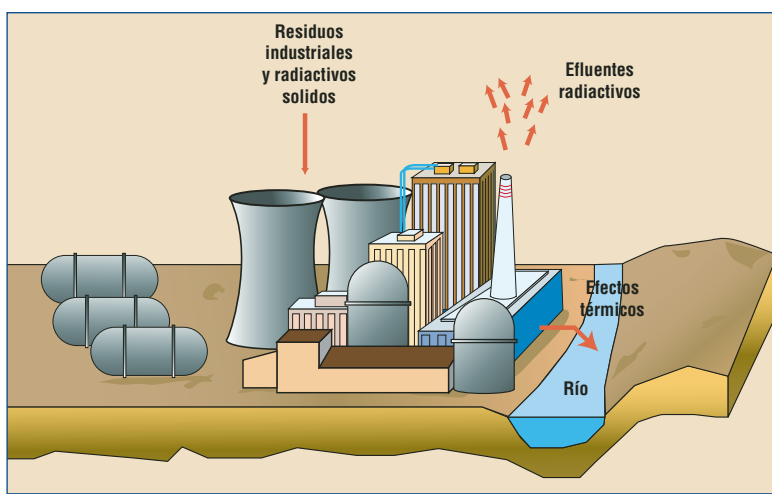
61. ¿Cuál es el impacto de las centrales nucleares en el medio ambiente?

Las centrales nucleares transforman energía térmica en eléctrica al igual que lo hacen las centrales térmicas convencionales, pero la diferencia está en la manera de producir esa energía. En las centrales nucleares, la energía térmica se genera por un proceso de fisión nuclear, mientras que en las centrales convencionales se produce por la reacción química de combustión del carbón, fuelóleo o gas natural. Por ello, las centrales nucleares no generan CO_2 , ni SO_2 , ni NO_x , ni ningún otro tipo de gases contaminantes de la atmósfera.

El efecto diferenciador fundamental es el del impacto radiológico que puedan producir en su operación las centrales nucleares, así como los residuos radiactivos que generan. Por tanto, deben estudiarse los efectos ambientales que pueden producir los efluentes gaseosos y líquidos, los residuos sólidos de baja y media actividad y los residuos sólidos de alta actividad.

Durante la operación de una central se efectúa un seguimiento continuo y exhaustivo de los niveles de radiactividad nuclear en España de los efluentes y de los residuos generados. Además, el impacto radiológico que pueden producir en el entorno se controla a través de *Programas de Vigilancia Radiológica Ambiental (PVRA)*, cuyos resultados son evaluados y controlados por el Consejo de Seguridad Nuclear.

Los residuos gaseosos son primeramente filtrados y luego, conducidos a tanques de retención, siendo emitidos a la atmósfera solamente después de haber perdido su actividad. Los residuos sólidos de baja y media actividad, una vez que se han extraído de ellos algunos subproductos que pueden ser aprovechados, son introducidos en moldes de hormigón y acondicionados en bidones que garantizan su estanquidad. Los residuos de alta actividad se disponen en las piscinas de los edificios de combustible de las centrales o en contenedores en seco, en espera de su almacenamiento definitivo.



Esquema de impacto medioambiental de una central nuclear.

Otros tipos de impactos ambientales como el químico proveniente del agua descargada, el térmico producido por las torres de refrigeración, el acústico, el visual o el social son similares a los producidos por las centrales térmicas convencionales, puesto que estos efectos están asociados no al proceso de generación de calor, sino a la generación y transformación de la electricidad que es similar en ambos tipos de centrales.

En resumen, puede afirmarse que desde el punto de vista de la protección del medio ambiente, las centrales nucleares siempre han estado sujetas a un control reglamentario estricto, superior al de otras actividades industriales. Dicho marco reglamentario contempla todas las fases de operación de la instalación, así como desmantelamiento de la central al final de su vida útil.

d) Centrales eólicas

62. ¿Cómo se aprovecha la energía eólica?

En la actualidad, la energía eólica se aprovecha fundamentalmente mediante su transformación en electricidad a través de los *aerogeneradores*. Un aerogenerador eléctrico es, por tanto, una máquina que convierte la energía cinética del viento (masa a una cierta velocidad) en energía eléctrica. Para ello, utiliza unas palas, que conforman una "hélice", y que transmiten la energía del viento al rotor de un generador.

Generalmente se agrupan en un mismo emplazamiento varios aerogeneradores, dando lugar a los llamados *parques eólicos*, que pueden verse en la cima de numerosas montañas del país.

Las posibilidades actuales de esta tecnología abarcan diferentes alturas de torre y diámetro de rotor que, junto a otras variaciones de diseño, optimizan el aprovechamiento de los recursos eólicos de un emplazamiento determinado. La tecnología va siendo cada vez más compleja para alcanzar una mejor eficiencia energética, como es el caso de los modelos de paso variable, que posibilitan una mejor regulación. Actualmente, se construyen aerogeneradores de potencias de hasta 2.000 kW, y con una fiabilidad elevada.



Aerogeneradores de un parque eólico.

Todos los aerogeneradores constan de tres partes fundamentales: *las palas, la góndola y la torre* soporte del conjunto:

- *Las palas* presentan una gran variedad de diseños. Son el elemento más crítico del aparato, ya que tienen que soportar intensos esfuerzos alternativos. Por ello, su aerodinámica ha de ser diseñada con gran precisión. Por término medio representan el 30% del coste del aerogenerador.
- *La góndola* forma el cuerpo del aerogenerador y contiene los equipos mecánico y eléctrico encargados de transformar la energía cinética de rotación de las palas en energía eléctrica. Su situación en el generador depende del modelo: está en la parte superior de la torre en los modelos de eje horizontal, y en la base de la misma, en los modelos de eje vertical.
- *La torre*, que suele ser un cilindro de acero. No obstante, su diseño debe permitir un perfecto acoplamiento al conjunto de la instalación, que ayude a amortiguar los efectos de la vibración que el impacto del viento provoca en los diferentes elementos del aerogenerador.

La tecnología eólica se desarrolló principalmente en Dinamarca, Alemania y los Estados Unidos. España ocupa un lugar muy destacado (a finales del año 2003 nuestro país se situó en 3ª posición mundial tanto por potencia instalada como por desarrollo tecnológico) en el aprovechamiento de los recursos eólicos. Hay tecnologías propias que poseen certificados nacionales e internacionales de calidad en sus sistemas de diseño y fabricación.

Actualmente quiere obtenerse un mejor aprovechamiento del potencial eólico a través de la utilización de máquinas de gran tamaño, y del desarrollo de plantas eólicas "off-shore", en áreas marinas de poca profundidad. Los aerogeneradores de gran tamaño consiguen unos aumentos de energía específica (kWh/m^2) considerables, al elevar la altura de la torre y aumentar el diámetro del rotor. Esta opción exige un diseño nuevo de las máquinas para que los materiales puedan soportar los grandes esfuerzos.

El desarrollo tecnológico de las plataformas "off-shore" se está llevando a cabo fundamentalmente en Dinamarca, y parece que dará lugar a nuevos diseños que podrían trasladarse a las tecnologías convencionales de los emplazamientos en tierra.

63. ¿Cómo funciona una central eólica?

Existe una gran cantidad de modelos de aerogeneradores, si bien pueden agruparse en dos grandes conjuntos: los de *eje vertical* y los de *eje horizontal*. Ahora bien, el gran desarrollo tecnológico de los 10 últimos años ha conducido principalmente a máquinas de eje horizontal, tripalas, de bajo coste de mantenimiento y de una mayor regulación.

Un esquema del funcionamiento de un tipo de aerogenerador de eje horizontal (ver gráfico) se presenta a continuación.

Sobre una *torre soporte* (3) se coloca una *góndola* (2), que aloja en su interior un generador, el cual está conectado, mediante una multiplicadora, a un conjunto de *palas* (1). La energía eléctrica producida por el giro del generador es transportada mediante cables

111 preguntas y respuestas

conductores (4) a un *centro de control* (6) desde donde, una vez elevada su tensión por los *transformadores* (8), es enviada a la red general mediante las *líneas de transporte de alta tensión* (9).

Dado el carácter aleatorio de la producción de energía eléctrica por vía eólica, las centrales de este tipo deben disponer de una *fuentes auxiliar* (7) para tener garantizado en todo momento el suministro de energía eléctrica.

Debido a la altura en la que se encuentra el generador y al rozamiento que el aire produce sobre éste, es conveniente que el equipo tenga una *toma a tierra* (5), para evitar la electricidad estática.

Asimismo, para el control de la velocidad del generador existen tecnologías que permiten regular, dentro de unos límites, las revoluciones de las palas, independientemente de la velocidad del viento.

Potencia eólica prevista en 2010 por CC.AA.



Fuente: IDAE.



Esquema de central eólica.

64. ¿Cómo ha sido el desarrollo de la energía eólica en España?

En España, y al margen de los molinos que aprovechaban la energía eólica con fines mecánicos desde inicios de la Edad Media, la utilización de aerogeneradores para la producción de electricidad se inició en 1978 con la instalación de un prototipo de 100 kW en Tarifa (Cádiz).

En la segunda mitad de la década de los ochenta, se construyeron parques eólicos experimentales y de demostración, siendo construidas las primeras instalaciones comerciales en el año 1992. En los últimos años se han puesto en funcionamiento numerosos parques eólicos. (Ver Tabla III.7).

Tabla III.7.
Evolución de la potencia instalada en España (1991-2003)

Año	Potencia a 31-XI (MW)
1991	7,3
1992	45,7
1993	51,7
1994	75,4
1995	115,3
1996	211,0
1997	455,1
1998	833,7
1999	1.400,0
2000	2.060,0
2001	3.350,0
2002	4.580,0
2003	6.214,0

Fuente: IDAE y Memoria Estadística de UNESA 2003.

El gran desarrollo experimentado por esta tecnología ha permitido la aparición de un mercado bien formado y con altas tasas de crecimiento. Por ello, esta tecnología es un modelo de referencia para otras energías renovables.

Las claves de este desarrollo han sido el esfuerzo coordinado de las Administraciones Públicas y de la industria eléctrica, basado en un esfuerzo continuado en I+D. Se ha logrado una disminución de sus costes y un aumento en la fiabilidad de estas instalaciones. Un plan de ayudas públicas ha permitido incentivar la cadena tecnológica, alcanzando esta tecnología un alto grado de aceptación social y medioambiental. Asimismo un marco legislativo y normativo adecuado ha dado estabilidad a esta actividad comercial.

Los incentivos económicos han permitido que el coste por kilovatio instalado se redujera de unos 1.650 €/kW en 1986, a los 840 €/kW actuales. España, con 6.214 MW instalados, en 2003, se ha convertido en la segunda potencia eólica europea, detrás de Alemania. Por Comunidades Autónomas se recogen en el gráfico correspondiente los potenciales eólicos, así como la potencia que tenían instalada a mediados del año 2000.

Potencia eólica instalada en los países de la Unión Europea. Año 2002



Fuente: Unión Europea 2002. (Cifras en MW)
 Nota: La potencia eólica en España en el 2003 era de 6.214 MW.

Las inversiones en energía eólica superan ya los 900 millones de euros anuales, en los que están incluidas distintas actividades industriales, como la fabricación de palas, turbinas, torres, generadores y plantas de ensamblaje. En conjunto, hay más de 200 empresas trabajando en el área.

Las fábricas españolas no sólo atienden las necesidades de los parques eólicos del país; actualmente, las exportaciones se dirigen a otros lugares del mundo, entre ellos, China, Dinamarca y Cuba.

En lo que respecta a la UE hay que señalar que con una política energética de fomento a las energías renovables en general, y a la eólica en particular, se ha situado a la cabeza del desarrollo eólico mundial. En los primeros años, se promovió principalmente por intereses ambientales y hoy, por su realidad tecnológica y comercial. Es previsible que para el año 2010, la potencia eólica instalada en los países miembros sobrepase los 25.000 MW, lo que supondría más del 2% de la producción eléctrica total de la Unión Europea. Alemania, España y Dinamarca son los países donde la energía eólica está más consolidada (véase gráfico).

65. ¿Cuál es el impacto de las centrales eólicas en el medio ambiente?

Los aerogeneradores eléctricos no producen emisiones contaminantes (atmosféricas, residuos, vertidos líquidos) y no contribuyen, por tanto, al efecto invernadero ni a la acidificación. No obstante, tienen consecuencias medioambientales que dependen del emplazamiento elegido, de su tamaño y de su distancia a las áreas urbanas.

Una instalación eólica de gran tamaño produce alteraciones en el medio físico próximo, como son el impacto visual, el choque de las aves contra las instalaciones, el ruido producido y la erosión del terreno afectado.

El impacto visual de estas instalaciones depende de criterios muy subjetivos: mientras que un parque de unos pocos aerogeneradores puede llegar a ser incluso atractivo, una gran concentración de máquinas plantea problemas. Para evitarlo en la medida de lo posible, suelen emplearse colores adecuados, una cuidada ubicación de las instalaciones en la orografía del lugar y una precisa distribución de los aerogeneradores. En relación con los accesos, se evita al máximo el movimiento de tierras, recuperando inmediatamente la cubierta vegetal afectada y autorizando el paso únicamente al personal de mantenimiento de las instalaciones.

El impacto sobre las aves es pequeño y de tipo indirecto. De hecho, el choque no suele producirse contra los aerogeneradores, porque las aves se acostumbran a su existencia y a su movimiento, sino contra las líneas aéreas y contra las torres.

En cuanto al efecto sonoro, un aerogenerador produce un ruido similar al de cualquier otro equipamiento industrial de la misma potencia. La diferencia reside en que, mientras los equipos convencionales se encuentran normalmente encerrados en edificios diseñados para minimizar su nivel sonoro, los aerogeneradores deben trabajar al aire libre y cuentan con un elemento transmisor del sonido, que es el propio viento.

Los impactos por erosión se producen principalmente por el movimiento de tierras en la preparación de los accesos al parque eólico. Esta incidencia se puede reducir mediante estudios previos de su trazado.

e) Centrales de biomasa

66. ¿Qué es la biomasa?

La *biomasa* es una fuente energética basada en el aprovechamiento de materias orgánicas de origen vegetal o animal, incluyendo los productos y subproductos resultantes de su transformación. No se consideran biomasa a los combustibles fósiles, ya que aunque pudieran tener un origen similar, han sido profundamente transformados por la naturaleza a lo largo de muchos años.

Bajo la denominación de biomasa se recogen materiales energéticos de muy diversas clases, como son: residuos forestales, residuos agrícolas leñosos y herbáceos, residuos de procesos industriales diversos, cultivos de plantas energéticas, materiales orgánicos contenidos en los residuos sólidos urbanos, biogás procedente de residuos ganaderos o de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de la depuración de aguas residuales urbanas o de vertedero, etc. En un sentido amplio, pueden también incluirse bajo la denominación de biomasa los biocombustibles, resultado de la transformación de productos hidrocarbonados.

Por consiguiente, la biomasa incluye una numerosa lista de materias combustibles que se pueden aprovechar energéticamente de muy diversas formas, desde la más tradi-

cional, la *leña*, que ha proporcionado calor a la humanidad durante muchos siglos y hoy en día es todavía fundamental para suministrar energía a muchos millones de personas de los países emergentes, a formas más sofisticadas, como puede ser la utilización del *biogás* en procesos de cogeneración eléctrica. (Ver gráficos).

La biomasa puede ser aprovechada directamente mediante su combustión, o a través de su transformación en otras materias energéticas, una vez tratada convenientemente en instalaciones industriales. Así se tiene que de la conversión bioquímica pueden obtenerse etanol y metano mediante fermentación alcohólica y digestión anaerobia; y de la conversión termoquímica pueden obtenerse gas o carbón.

En teoría, el potencial bruto de la biomasa existente en el planeta podría bastar para cubrir la totalidad de las necesidades energéticas mundiales. No obstante, una serie de circunstancias limitan notablemente su aprovechamiento. Algunas de ellas: tienen una gran dispersión, el aprovechamiento a gran escala de los recursos forestales sería muy negativo desde el punto de vista medioambiental, su transformación en combustible útil es costosa económica y energéticamente hablando, etc.

67. ¿Cómo se utiliza la biomasa para la producción eléctrica?

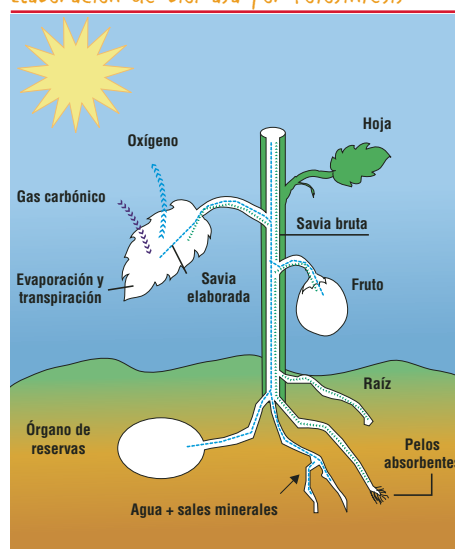
En la actualidad, la biomasa es aprovechada en España, fundamentalmente, para producir calor en el sector residencial (cocinas, hornos, calderas, etc.) y en usos industriales (hornos cerámicos, secaderos industriales, etc.). Sólo una parte, todavía pequeña, se utiliza para generar electricidad mediante sistemas de cogeneración en las industrias del papel y de la madera.

La generación eléctrica mediante biomasa engloba, entre otros, a los residuos forestales y agrícolas, los producidos en industrias de transformación agropecuaria o de la madera, los residuos biodegradables y los cultivos energéticos. Su aprovechamiento energético puede constituir a largo plazo, una importante fuente de energía renovable en la UE y en España.

La tecnología de generación eléctrica más generalizada actualmente es la combustión mediante parrilla y por lechos fluidos.

Esta tecnología consiste en una combustión integrada en un ciclo convencional de vapor que puede alcanzar rendimientos entre el 18 y 30%, y hasta 50 MW de potencia. Cabe esperar en el futu-

Elaboración de biomasa por fotosíntesis



Fuente: UNESA.

Al corriente de la electricidad

ro un perfeccionamiento de los sistemas de combustión para estas centrales térmicas de pequeña potencia.

En cuanto a los combustibles de biomasa utilizados para la producción de electricidad, pueden hacerse las siguientes consideraciones:

- a) El aprovechamiento de los *residuos forestales* es actualmente complicado; podría plantearse su transformación mediante astillado con el fin de hacer posible su transporte en condiciones económicas aceptables, obteniéndose así un producto más manejable y de granulometría homogénea.
- b) Los *residuos agrícolas leñosos*, de características semejantes a los residuos forestales en cuanto a su naturaleza y disposición, precisan un tratamiento que permita un transporte barato, para lo que es necesario el astillado o compactación del material obtenido en campo. En el caso de la paja de cereales de invierno (cebada, trigo, etc.), desde el punto de vista tecnológico, existen equipos convencionales de recogida y preparación para el almacenamiento y transporte que han sido adaptados para su utilización energética.
- c) Los *residuos industriales agrícolas* tienen un origen muy variado, aunque los de mayor importancia cuantitativa en España son los procedentes de la industria del aceite de oliva.
- d) Otro grupo en desarrollo es el de los *cultivos energéticos*, que constituyen una alternativa actual a los cultivos del cereal tradicional. Su principal característica es la alta productividad que, unida a que no contribuyen de manera sensible a la degradación del suelo, hace de ellos un combustible interesante. La experimentación en España se está llevando a cabo fundamentalmente con el cardo, que se adapta muy bien a zonas áridas de nuestra geografía.

El Plan de Fomento de Energías Renovables, prevé un nivel de producción con biomasa mediante cultivos energéticos de 3,35 millones de tep/año, con una producción próxima a los 8.000 GWh/año, en el horizonte 2010. Las centrales serían de pequeño tamaño y totalizarían una potencia instalada de unos 1.100 MW. Esto equivaldría a la puesta en cultivos energéticos de un millón de hectáreas en secano, esto es, del orden del 5% de la superficie agraria en secano del país. Las zonas de cultivo tendrán que estar cerca de una central eléctrica, y los agricultores deberían involucrarse con contratos a largo plazo.



Los residuos forestales son una fuente de energía.



Los residuos agrícolas pueden generar energía eléctrica.

- e) Finalmente, el aprovechamiento de los *residuos sólidos urbanos* para la producción de electricidad se considera otra forma del aprovechamiento de la biomasa. La generación creciente de residuos sólidos urbanos ha llevado a buscar soluciones de reutilización, reciclado y eliminación. Con diferentes grados de desarrollo tecnológico, unos sistemas permiten la obtención de energía (incineración, gasificación y valorización energética del gas obtenido, etc.) y otros (reciclaje y compostaje) contribuyen indirectamente a ahorros energéticos o a la conservación de recursos.

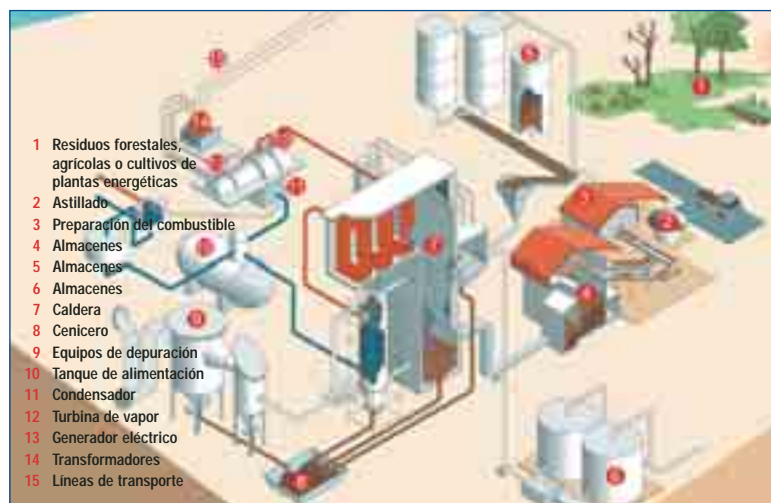
La recuperación energética del biogás de vertedero se está desarrollando de un modo extensivo en los últimos años. La metanización de residuos orgánicos, sin embargo, tiene una participación muy escasa en España.

68. ¿Cómo funciona una central eléctrica de biomasa?

Una central de biomasa es una instalación que permite el aprovechamiento de la biomasa para la producción de electricidad. Tiene un ciclo térmico similar al de las centrales térmicas convencionales: la energía calorífica que se produce en un determinado foco es transformada en energía mecánica rotatoria mediante una turbina y, posteriormente, en energía eléctrica a través de un generador. La diferencia está en que el combustible principal utilizado para producir la energía calorífica en el caso de las centrales de biomasa lo constituyen principalmente los residuos forestales, los cultivos de plantas energéticas, o los residuos agrícolas.

Hay diversas tecnologías en el funcionamiento de estas plantas. A continuación, se describe el esquema de funcionamiento de una central-tipo de biomasa (ver gráfico).

En primer lugar, el combustible principal de la instalación, *residuos forestales, agrícolas o cultivos de plantas energéticas* (1), es transportado y almacenado en la central. En ella



Esquema central eléctrica de biomasa.

puede ser sometido a un tratamiento de *astillado* (2) para reducir su tamaño, si ello fuera necesario. A continuación, pasa a un edificio de preparación del combustible (3), en donde generalmente se clasifica en función de su tamaño, fino y grueso, para después ser llevados a los correspondientes *almacenes* (4, 5 y 6).

El combustible, una vez preparado, se lleva a la *caldera* (7) para su combustión, y el calor producido hace que el agua que circula por las tuberías de la caldera se convierta en vapor de agua. Generalmente la caldera tiene una parrilla donde se quema el combustible grueso. El combustible fino se mezcla con el combustible de apoyo (generalmente un derivado del petróleo) procedente de su *almacén* (6), para ser quemado de la forma más eficiente posible.

El agua que circula por el interior de la caldera proviene del *tanque de alimentación* (10); antes de entrar allí, el agua ha pasado generalmente por un economizador, donde es precalentada mediante el intercambio de calor con los gases de combustión que salen de la propia caldera. Estos gases de combustión son sometidos a un proceso de recirculación por la caldera para reducir la cantidad de inquemados y así, aprovechar al máximo el poder energético y reducir las emisiones atmosféricas.

Asimismo, los gases de combustión son limpiados por los equipos de depuración (9), antes de ser vertidos a la atmósfera a través de una chimenea. Las partículas retenidas, junto con las cenizas de la combustión, son conducidas al *cenicero* (8) para ser transportadas posteriormente a un vertedero.

Al igual que se hace en otras centrales térmicas convencionales, el vapor generado en la caldera se expande en la *turbina de vapor* (12) que mueve el *generador eléctrico* (13), donde se produce la energía eléctrica que, una vez elevada su tensión en los *transformadores* (14), se vierte a la red general mediante las *líneas de transporte* (15) correspondientes.

El vapor de agua proveniente de la turbina es transformado en líquido en el *condensador* (11), y de ahí es enviado nuevamente al tanque de alimentación (10), cerrándose así el circuito principal del agua en la central.

Desde el punto de vista de cambio climático, se considera que los gases de invernadero emitidos en la producción de electricidad a partir de la biomasa no tienen impacto negativo, ya que el CO₂ producido en la combustión es aproximadamente el mismo que la cantidad fijada por la masa vegetal durante su crecimiento. En cualquier caso, en la hipótesis de no utilizarse la biomasa en una central, el CO₂ volvería a la atmósfera a través del proceso natural de descomposición de la materia orgánica.

69. ¿Cómo funciona una central incineradora de residuos sólidos urbanos (RSU)?

La incineración de residuos con aprovechamiento energético es un proceso muy utilizado en Europa. Esta tecnología consiste, fundamentalmente, en una combustión con generación de vapor y la posterior expansión de éste en una turbina convencional acoplada a un generador eléctrico.

Se trata, por tanto, de una combustión clásica, en la que la cámara de combustión está adaptada al tipo de combustible utilizado. Cada línea de incineración dispone de una alimentación individualizada, un horno-caldera productor de vapor y un sistema de tratamiento de gases. Así, por ejemplo: los hornos tipo parrilla se suelen utilizar para residuos sólidos urbanos con nula o escasa selección previa; los rotativos son más eficientes en el control de la combustión, pero tienen limitaciones de tamaño; y los hornos de lecho fluidificado precisan combustibles procesados previamente con una granulometría homogénea.

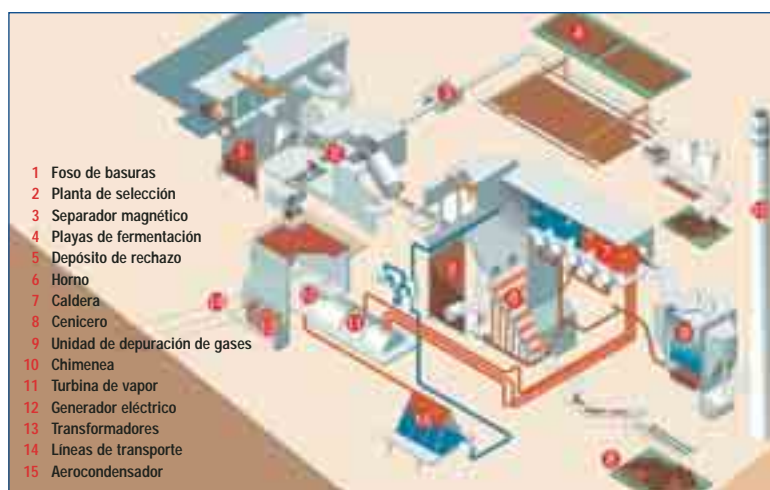
En España, había, en el año 2002, más de una decena de centrales incineradoras operativas en las Comunidades Autónomas de Cataluña, Madrid, Baleares, Andalucía y Melilla. Se prevé una significativa expansión en los próximos diez años de acuerdo con el Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999.

El esquema de funcionamiento de una Central de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) se resume a continuación (ver gráfico correspondiente).

Los residuos sólidos urbanos llegan a la central transportados, generalmente, por camiones, que vierten su contenido en el *foso de basuras* (1) para ser enviadas mediante una cinta transportadora a la *planta de selección* (2).

En la zona de selección, se separan los diferentes tipos de materiales que componen los residuos sólidos urbanos, seleccionando aquéllos que pueden tener utilidad por uno u otro motivo. Los materiales que pueden ser reciclados —cristal, cartones, metal, plástico, pilas— se extraen y almacenan. La materia orgánica se lleva, tras pasar por un *separador magnético* (3) que retira los materiales férricos aún presentes, a unas *playas de fermentación* (4), en las que permanecerán uno o dos meses. En ellas, esta materia es aireada periódicamente para obtener un abono denominado “compost”.

Una vez que se ha separado aquello que se considera aprovechable, el resto se envía al *depósito de rechazo* (5) situado junto al *horno* (6), donde es quemado. La combustión en el horno hace que el agua que circula por las tuberías de la *caldera* (7) se transforme en vapor a presión.



Esquema central incineradora.

Las escorias resultantes de la combustión se extraen y se llevan a un *cenicero* (8) para su tratamiento posterior. Los gases de combustión se limpian mediante una *unidad de depuración de gases* (9), antes de ser vertidos a la atmósfera a través de una *chimenea* (10).

El vapor generado en la caldera se lleva a los diferentes cuerpos de la *turbina de vapor* (11) según su presión. La expansión del vapor en la turbina hace que se mueva un *generador eléctrico* (12) solidario a ella, que transforma la energía mecánica rotatoria en electricidad. La energía eléctrica obtenida, antes de ser conducida a las *líneas de transporte* (14), pasa por unos *transformadores* (13) que adaptan sus condiciones de intensidad y tensión a las de la red del sistema.

A la salida de la turbina, el vapor es conducido a un *aerocondensador* (15) para su transformación en líquido, mediante un intercambio de calor aire-agua; el agua líquida resultante queda recogida en la balsa del aerocondensador, y a continuación es utilizada para repetir el ciclo térmico.

70. ¿Cuál es el impacto de las centrales de biomasa en el medio ambiente?

La biomasa es una energía renovable que se aprovecha, fundamentalmente, mediante un proceso de combustión con tecnologías más o menos convencionales. Como es sabido, la combustión de materia orgánica produce CO_2 , uno de los gases con mayor incidencia en el efecto invernadero. Por tanto, la característica que más distingue a la biomasa del resto de energías renovables es la producción de CO_2 en su consumo. Sin embargo, se considera que este efecto es neutro, porque el CO_2 originado en su combustión, se ha fijado anteriormente desde la atmósfera en los elementos orgánicos objeto de combustión y, por tanto, su utilización no incrementa la concentración de gases de efecto invernadero.

La biomasa tiene, por tanto, un impacto limitado sobre el medio ambiente, pues contribuye a paliar el efecto invernadero y promueve la utilización racional de los residuos agrícolas, forestales, urbanos e industriales, y en ocasiones, puede suponer la reforestación de grandes zonas semiáridas.

No obstante, su utilización presenta los inconvenientes medioambientales asociados a todos los procesos de combustión, si bien la emisión de partículas y de óxidos de azufre y nitrógeno es menor a la producida en las instalaciones convencionales.

A Centrales solares

71. ¿Qué es la energía solar?

El Sol es una esfera gaseosa, formada fundamentalmente por helio, hidrógeno y carbono. Su masa es del orden de 330.000 veces la de la Tierra. Se estima su edad en unos 6.000 millones de años y en la misma magnitud se calcula su probable duración de vida. A escala humana, su radiación puede considerarse prácticamente inagotable.

En el seno del Sol se producen continuas reacciones nucleares de fusión en las que el hidrógeno se transforma en helio, liberándose en esta reacción nuclear la correspondiente cantidad de energía. Por tanto, el Sol se comporta como un reactor nuclear que "quema" masa y la convierte en energía de acuerdo con la fórmula $E = mc^2$. Una parte de ella se recoge en la cara iluminada de la Tierra, a la cual llega en forma de radiación.

La radiación solar es casi fija en el exterior de la atmósfera terrestre. Se llama *constante solar* y vale $I = 1.350 \text{ W/m}^2$. No toda esta energía llega a la superficie terrestre, ya que al atravesar la atmósfera pierde intensidad debido a la absorción, difusión y reflexión por acción de los gases, vapor de agua y partículas en suspensión que tiene nuestra capa atmosférica (véase gráfico).

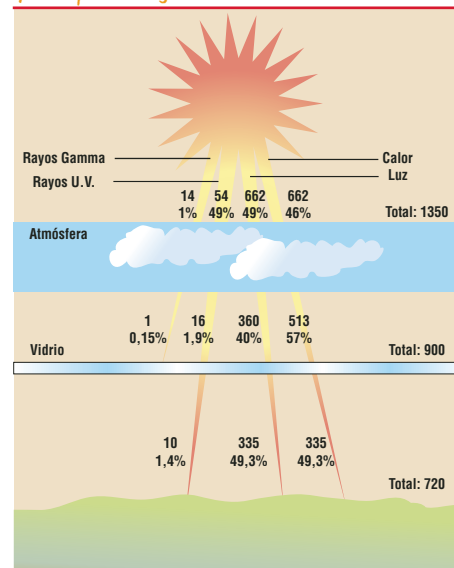
Por tanto, la radiación global que recibe la Tierra del Sol, se divide en:

- Radiación directa, que es la que atraviesa la atmósfera sin sufrir cambio alguno en la dirección.
- Radiación dispersa o difusa que es la recibida después de los fenómenos de reflexión y difusión.

La energía solar que finalmente llega a la Tierra en forma de radiaciones es enorme, aunque su densidad media a lo largo del año es baja: un promedio de unos 100 vatios/m² en la zona Norte de Europa, y de unos 200 vatios/m² en el sur de nuestro continente.

Por tanto, este recurso energético en España es importante. A título únicamente anecdótico, podría decirse que la energía eléctrica total consumida en un año en la Península equivaldría a la ener-

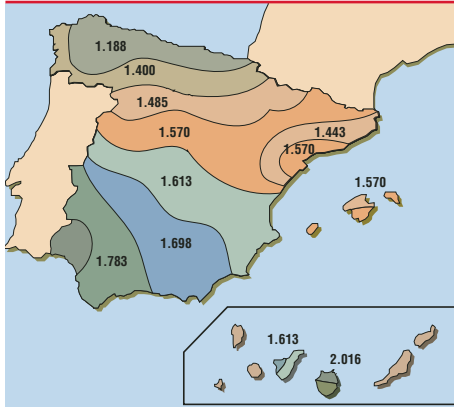
Filtraje de la radiación solar en W/m² y en porcentaje



Fuente: UNESA.

Al corriente de la electricidad

Mapa de líneas isoenergéticas solares (kWh anuales por m² de superficie)



Fuente: UNESA.

gía solar que se recibe en un área de 2.000 Km². Sin embargo, el carácter aleatorio y muy disperso de esta energía tiene numerosas limitaciones a la hora de su aprovechamiento.

En el gráfico adjunto se refleja un mapa de España con las líneas isoenergéticas solares (líneas con igual radiación solar), y en donde se pueden apreciar los valores medios registrados en nuestra geografía.

72. ¿Cómo se aprovecha la energía solar?

Actualmente existen dos vías principales de aprovechamiento de la energía solar: la energía solar térmica y la vía fotovoltaica.

a) Energía solar térmica

El aprovechamiento de la energía *solar térmica* consiste en utilizar la radiación del Sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente, vapor o energía eléctrica. Tiene así lugar una absorción de energía solar y su transformación en calor (ver gráfico).

Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar por vía térmica se suelen dividir en tres grupos:

- Sistemas de utilización de energía solar a baja temperatura, en los que el calentamiento del agua se produce por debajo de su punto de ebullición, es decir, de 100 °C. La mayor parte de los equipos basados en esta tecnología se aplican a la producción de agua caliente sanitaria y a climatización.

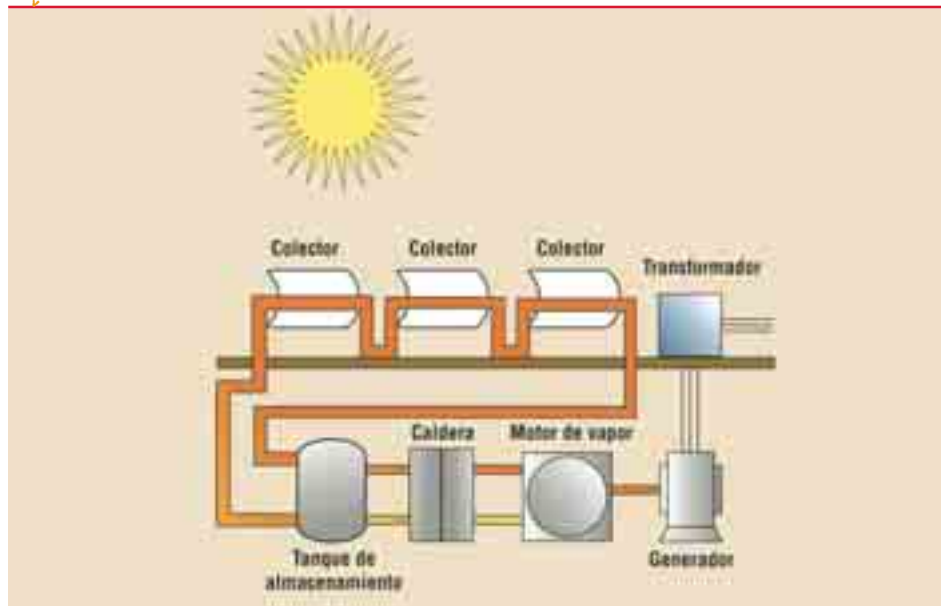


Edificio dotado con placas solares.



Central solar de colectores en la plataforma solar de Almería.

Esquema de una central solar de colectores distribuidos



Fuente: UNESA.

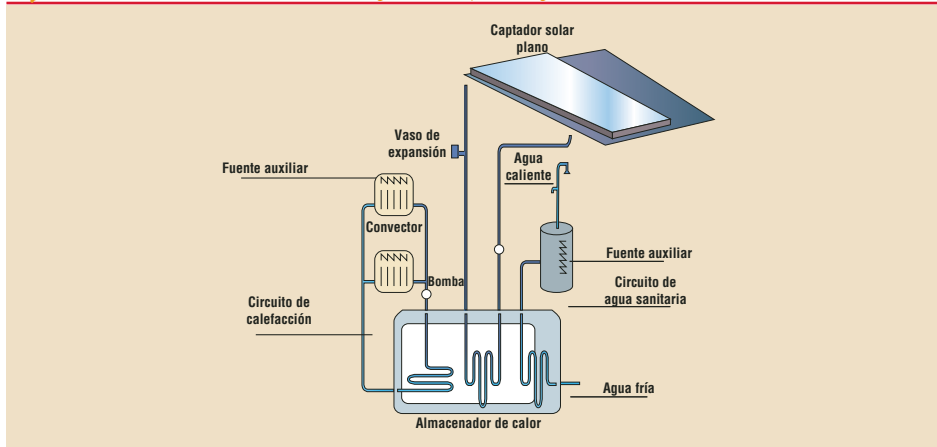
Para estas temperaturas se utilizan como equipos de captación los llamados *colectores planos solares*, que son instalaciones muy sencillas que se sitúan en los tejados de los edificios o en lugares despejados, de forma que puedan recibir las radiaciones solares directamente y transmitirlas en forma de calor a un fluido.

Estos paneles constan, fundamentalmente, de los siguientes elementos:

- Una superficie captadora de la radiación solar que está constituida, normalmente, por un material metálico de color negro (para temperatura $<50^{\circ}\text{C}$ pueden utilizarse plásticos). Los objetivos son: absorber la máxima radiación solar, convirtiéndola en energía térmica con el mayor rendimiento posible, y transferir la mayor cantidad de calor posible al fluido portador.
 - Un circuito por donde circula el fluido capaz de transferir el calor captado. Suele ser agua o aire.
 - Una cubierta transparente.
 - Un aislante térmico y una caja protectora para adaptarse al resto de la instalación.
- Sistemas de utilización de energía solar a *media temperatura* que se emplean en aquellas aplicaciones que requieren temperaturas de entre 100°C y 300°C para calefacción, para proporcionar calor en procesos industriales, suministro de vapor, etc. Se hace con los llamados *colectores de concentración*.
- Sistemas de utilización de energía solar a alta temperatura que se aplican, entre otros usos, en climatización, producción de vapor para uso directo y producción de energía eléctrica en centrales termosolares —alternativa que requiere tem-

Al corriente de la electricidad

Esquema de funcionamiento de energía solar para agua caliente y calefacción



Fuente: UNESA.

peraturas superiores a los 250 °C –300 °C—. En este caso, los requisitos de concentración de la radiación solar son superiores a los que se obtienen con los procedimientos de media temperatura. Estos sistemas permiten conseguir temperaturas superiores, incluso, a los 2.000 °C.

b) Energía solar fotovoltaica

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado *efecto fotovoltaico*. Esta transformación se lleva a cabo mediante “células solares” que están fabricadas con materiales semiconductores —por ejemplo, silicio— que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

73. ¿Qué es una central termosolar?

Una *Central Termosolar* es una instalación que permite el aprovechamiento de la energía del sol para la producción de electricidad. Tiene un ciclo térmico semejante al de las centrales termoeléctricas convencionales: la energía calorífica que se produce en un determinado foco es transformada en energía mecánica mediante una turbina y, posteriormente, en energía eléctrica mediante un alternador.

La única diferencia es que mientras en las centrales termoeléctricas convencionales el foco calorífico se consigue por medio de la combustión de una fuente fósil de energía (carbón, gas, fuelóleo), en las solares, el foco calorífico se obtiene mediante la acción de la radiación solar que incide sobre un fluido.

Hay diversos esquemas de centrales termosolares. Entre los tipos desarrollados de mayor interés, cabe mencionar, especialmente, las *centrales de tipo torre central* y las de *colectores distribuidos*.

111 preguntas y respuestas

- Las *centrales de tipo torre central* disponen de un conjunto de heliostatos (espejos) direccionales de grandes dimensiones que concentran la radiación solar en un punto, la caldera, y el calor es transferido a un fluido (agua u otros) que circula por la misma. La caldera suele estar situada en una torre de gran altura. La temperatura del fluido debe ser la precisa para producir vapor de agua en un intercambiador de calor, comenzando así un ciclo convencional de agua/vapor. (Ver pregunta 74).
- Las *centrales de colectores distribuidos* están formadas, en esencia, por un conjunto de espejos cilíndrico-parabólicos que concentran la radiación sobre su eje focal. Dicho eje se encuentra recorrido por un tubo colector por el que circula un fluido térmico —generalmente aceites minerales— que a su paso por cada colector, aumenta gradualmente su temperatura hasta alcanzar la necesaria para producir vapor de agua en una serie de intercambiadores de calor, tal como que ocurre con las centrales térmicas. El vapor que de esta forma se genera acciona un grupo turbo-generador convencional para producir energía eléctrica (ver gráfico).

74. ¿Cómo funciona una central solar de tipo torre central?

Hay diversos esquemas de centrales termosolares. Entre los tipos desarrollados de mayor interés se pueden mencionar las *centrales de tipo torre central* y las *centrales de colectores distribuidos*.

A continuación se presenta un esquema de funcionamiento de una central termosolar del tipo torre central (ver gráfico).

Funcionamiento de una central termosolar tipo torre



Fuente: UNESA.

Al corriente de la electricidad

Una central de este tipo, está formada por un campo de *heliostatos* (1) o espejos direccionales de grandes dimensiones, que reflejan la luz del sol y concentran los haces reflejados en una *caldera* (2) situada sobre una *torre* (3) de gran altura.

En la caldera, el aporte calorífico de la radiación solar reflejada es absorbido por un fluido térmico (sales fundidas, agua u otros). Dicho fluido es conducido hacia un *generador de vapor* (5), donde transfiere su calor a un segundo fluido, generalmente agua, el cual es convertida así en vapor. A partir de este momento el funcionamiento de la central es análogo al de una central térmica convencional. Por tanto, este vapor es conducido a una *turbina* (6) donde la energía del vapor es convertida en energía mecánica rotatoria que permite al *generador* (7) producir electricidad. El fluido es posteriormente licuado en un *condensador* (8) para repetir el ciclo.

Como la producción de una central solar depende en gran medida de las horas de insolación, para aumentar y estabilizar su producción, suele disponerse de *sistemas de almacenamiento térmico o sistemas de apoyo* (4) intercalados en el circuito de calentamiento.

La energía producida, después de ser elevada su tensión en los *transformadores* (9), es transportada mediante las *líneas de transporte eléctricas* (10) a la red general del sistema.

El desarrollo de este tipo de centrales se enfrenta a varias limitaciones: económicas, por la necesidad de competir con otras centrales cuando sus costes son todavía excesivamente altos; tecnológicas, derivadas de la necesidad de superar problemas tales como la mejora de la eficiencia de los sistemas de concentración y almacenamiento; tienen, finalmente, una importante variabilidad en la disponibilidad de la radiación solar, ya que están sometidas a los ciclos día/noche y a las incertidumbres meteorológicas.

75. ¿Cómo se utilizan las instalaciones fotovoltaicas?

Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar por vía fotovoltaica permiten la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante *células fotovoltaicas*. Estas células, construidas con un material semiconductor



Plataforma solar de Almería.

(silicio, cadmio, galio, etc.) hacen posible la producción de electricidad directamente a partir de la radiación luminosa en virtud del *efecto fotovoltaico*.

Cuando el sol ilumina la célula, la energía de radiación provoca una corriente eléctrica en el interior de la misma, generando una fuerza electromotriz entre dos electrodos adosados, respectivamente, a cada capa de la célula.

111 preguntas y respuestas

Sin embargo, la tensión eléctrica entre los bornes de la célula es de sólo unos 0,58 Voltios para una radiación luminosa de aproximadamente 1 kW/m². Esta tensión es, en general, poco útil, por lo que se suele recurrir a conectar en serie un número determinado de células del mismo tipo. Así, para la intensidad de radiación indicada anteriormente, 36 células forman lo que se llama un "módulo fotovoltaico" y la tensión generada es de unos 18 Voltios, tensión suficiente para su aprovechamiento comercial.

Un aspecto positivo a tener en cuenta es la abundancia del silicio en nuestro planeta, aunque el coste de su fusión a precios aceptables es un reto que tiene actualmente esta tecnología para hacerla competitiva. Otro reto es una mejora en la eficiencia de las células fotovoltaicas, hasta conseguir cifras del orden del 18-20%.

Actualmente no es viable económicamente la producción de electricidad en grandes cantidades por la vía fotovoltaica, habiéndose comenzado a ser aplicada con buenos resultados en instalaciones de baja potencia para pequeños suministros, sobre todo en puntos de consumo aislados de la red general de distribución eléctrica. Así, por ejemplo, en el alumbrado rural (señalización, bombas de agua, etc.), en telecomunicaciones (repetidores, radioteléfonos, radiobalizas), etc.

No obstante, existen también en España y en otros países europeos, instalaciones conectadas a la red de distribución, contribuyendo con ello a una reducción sustancial de sus



Paneles de una instalación solar fotovoltaica.



Instalación piloto de una central fotovoltaica. Toledo PV.



Instalación fotovoltaica rural experimental (Caravaca-Murcia).

costes. En concreto, en España, que es un país puntero en el desarrollo de esta tecnología, la industria fotovoltaica está recibiendo un fuerte impulso por el establecimiento legal de una prima alta, con la cual el gobierno ayuda económicamente a este tipo de producción eléctrica. En estos sistemas conectados a la red de distribución eléctrica, un elemento fundamental desde el punto de vista económico es el inversor, que convierte en corriente alterna la corriente continua generada en los paneles fotovoltaicos.

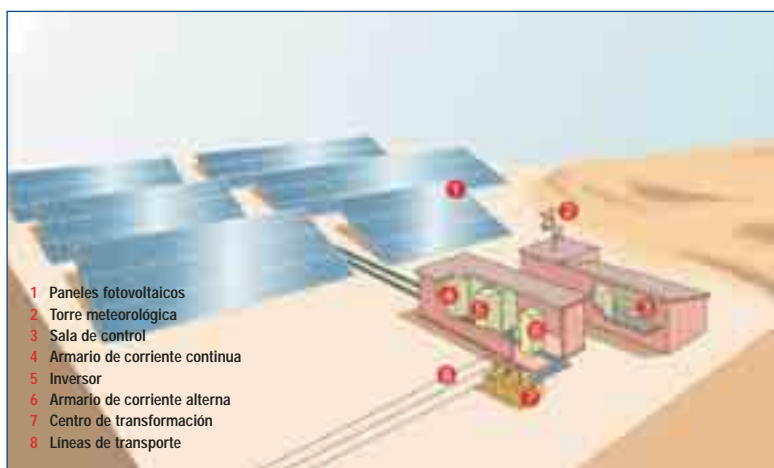
76. ¿Cómo funciona una central fotovoltaica?

En España, y en otros países europeos, existen instalaciones conectadas a la red eléctrica de distribución. En estos sistemas un elemento fundamental es, lógicamente, el inversor, que convierte la corriente continua generada en los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, para poder evacuar la corriente eléctrica producida.

Un esquema de funcionamiento de una central fotovoltaica puede resumirse de la siguiente forma (ver gráfico).

El elemento básico de una central fotovoltaica es el conjunto de células fotovoltaicas, que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico. Están integradas, primero, en módulos y luego se forman con ellos los paneles *fotovoltaicos* (1). Lógicamente, la producción de electricidad de dichas células depende de las condiciones meteorológicas existentes en cada momento, —fundamentalmente de la insolación—. Dichas condiciones son medidas y analizadas con la ayuda de una *torre meteorológica* (2).

Como la energía eléctrica que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna, la corriente continua generada en los paneles solares debe ser transformada a corriente alterna. Es conducida, entonces, primeramente a un *armario de corriente continua* (4), para ser convertida en corriente alterna por medio de un *inversor* (5) y ser finalmente transportada a un *armario de corriente alterna* (6).



Esquema central fotovoltaica.

Posteriormente, la energía eléctrica producida pasa por un *centro de transformación* (7) donde se adapta a las condiciones de intensidad y tensión de las *líneas de transporte* (8) para su utilización en los centros de consumo.

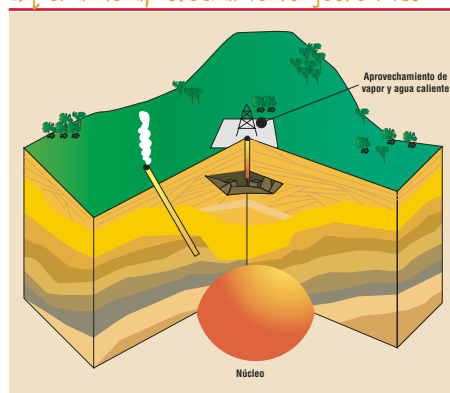
El funcionamiento de todos los equipos de la central se supervisa desde la *sala de control* (3), en la que se recibe información de los distintos sistemas de la instalación: torre meteorológica, inversor, armarios de corriente continua y alterna, centro de transformación, etc.

77. ¿Cuál es el impacto de las centrales solares en el medio ambiente?

Desde el punto de vista medioambiental, la producción de electricidad a partir de este tipo de sistemas no genera ningún tipo de emisiones atmosféricas, no produce vertidos líquidos y evita el uso de combustibles fósiles.

No obstante, las grandes centrales termosolares pueden dar lugar a impactos importantes sobre el paisaje y precisan de grandes superficies para los heliostatos, por lo que podrían provocar, en algunas ocasiones, conflictos con otros usos del suelo. Debe tenerse en cuenta que la instalación de 1 kW de potencia exige la ocupación entre 6 y 10 m² de superficie.

Esquema de aprovechamiento geotérmico



Fuente: UNESA.

g) Centrales geotérmicas

78. ¿Qué es la energía geotérmica?

La energía geotérmica es la energía que procede del calor que hay acumulado en la corteza terrestre. Se extrae bien para utilizarla directamente como fuente de calor, bien para su transformación en electricidad.

La temperatura de la Tierra se incrementa unos 3 °C de media por cada 100 metros de profundidad, aunque esta medida puede ser muy variable.

Normalmente, esta energía se clasifica en cuatro tipos:

- *Hidrotérmica*, que consiste en aprovechar el calor del agua caliente y del vapor que se encuentra en algunos sitios del Planeta a profundidades moderadas (entre 100 y 4.500 m.). Puede ser de baja, media o alta temperatura.

Al corriente de la electricidad

- *Geo-presionada*, que se encuentra en acuíferos de agua caliente conteniendo metano disuelto bajo altas presiones en profundidades entre 3 y 6 Km.
- *Roca caliente seca*, que son formaciones geológicas de rocas calientes sin agua.
- *Magma*, son rocas fundidas a temperaturas entre 700 y 1.200 °C.

Actualmente, sólo los recursos hidrotérmicos son utilizados a escala comercial, bien como fuente directa de calor, bien para la generación de electricidad.

79. ¿Cómo se aprovecha la energía geotérmica y cuál es su utilización en España?

Actualmente, la energía geotérmica es aprovechada, fundamentalmente, mediante la perforación de pozos profundos que permiten extraer del subsuelo agua caliente o vapor. No obstante, el número de zonas geográficas en las que se combina una alta temperatura del agua con una situación asequible con los medios tecnológicos actuales es muy limitado. Estas condiciones sólo se dan en áreas geográficas en las que ha habido una reciente actividad volcánica o sísmica.

Estos yacimientos hidrotérmicos suelen dividirse en tres categorías: de *alta, media y baja temperatura*. Los dos primeros — que son los menos frecuentes — pueden permitir la conversión de la energía geotérmica en electricidad. El tercero se utiliza normalmente para aplicaciones en el sector residencial y comercial, como es el suministro de calor de los sistemas de calefacción y agua caliente (ver gráfico).



Aprovechamiento geotérmico español.

En estos emplazamientos, el agua que se encuentra almacenada a alta temperatura en el interior de la corteza terrestre, asciende con fuerza por una perforación, perdiendo progresivamente presión y convirtiéndose en vapor. La obtención de energía eléctrica se consigue después a través de un ciclo termodinámico convencional, es decir, utilizando dicho vapor para accionar un grupo turbina-alternador.

Como ejemplo de la dificultad que hay para encontrar yacimientos de este tipo, basta decir que en toda Europa, las únicas fuentes geotérmicas de vapor a temperatura suficientemente alta para poder generar electricidad han sido detectadas en Italia e Islandia.

Nuestro país no posee recursos geotérmicos significativos. Solamente contribuye actualmente con un 0,05% del total de la producción de energías renovables en España. Sólo en las Comunidades Autónomas de Murcia, Castilla-La Mancha y Comuni-

Tabla III.8. Comparación de las fuentes energéticas para la producción eléctrica.

Tipo de central	Ventajas	Desventajas
Hidroeléctrica	<ul style="list-style-type: none"> – Renovable – Autóctona – Coste variable pequeño – No emisiones atmosféricas – Flexibilidad de operación 	<ul style="list-style-type: none"> – Emplazamientos más atractivos agotados – Aleatoriedad de la hidraulicidad, moderada por la regulación de embalses
Carbón	<ul style="list-style-type: none"> – Combustible autóctono – Abundante y muy distribuido en el mundo – Precios relativamente estables 	<ul style="list-style-type: none"> – Emisiones a la atmósfera – Tecnologías de “combustión limpia” exigen altas inversiones – Alto coste del carbón nacional
Fuelóleo	<ul style="list-style-type: none"> – Flexibilidad de operación – Mercado internacional maduro 	<ul style="list-style-type: none"> – Emisiones a la atmósfera – Volatilidad del precio – Aumenta la dependencia exterior
Nuclear	<ul style="list-style-type: none"> – Menores costes variables – Dependencia exterior limitada – Impacto ambiental limitado – Intensiva en formación 	<ul style="list-style-type: none"> – Alto coste de inversión – Cierta rechazo social – Tratamiento de residuos y desmantelamiento costosos
Ciclo combinado (Gas natural)	<ul style="list-style-type: none"> – Rendimiento elevado – Menores costes de inversión – Facilidad de ubicación y periodos cortos de construcción – Menor impacto ambiental – Tecnología de referencia 	<ul style="list-style-type: none"> – Escasa diversidad de ofertantes tecnológicos – Mercado internacional inmaduro – Contratos de aprovisionamiento de gas muy rígidos – Aumenta la dependencia exterior
Cogeneración	<ul style="list-style-type: none"> – Alta eficiencia energética – Atractiva para la producción continua de calor y electricidad – Impacto ambiental limitado 	<ul style="list-style-type: none"> – Potencial limitado – Necesita todavía incentivos
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> – Renovable y autóctona – Coste de combustible nulo – Tecnología nacional – No emisiones atmosféricas 	<ul style="list-style-type: none"> – Aporta poca garantía de potencia (aleatoriedad) – Alto coste de inversión – Necesita todavía incentivos
Biomasa	<ul style="list-style-type: none"> – Renovable – Autóctona – Efecto positivo sobre la vegetación 	<ul style="list-style-type: none"> – Desarrollo tecnológico no consolidado – Estacional y muy heterogénea – Escasa comercialización – Necesita incentivos
Solares – Torre – Fotovoltaica	<ul style="list-style-type: none"> – Renovables – Autóctonas – No emisiones atmosféricas 	<ul style="list-style-type: none"> – Muy dispersas – Escasa comercialización – Necesitan incentivos – Desarrollo tecnológico no consolidado

dad Valenciana existen algunos aprovechamientos. Se están haciendo estudios de posibles instalaciones geotérmicas en las Islas Canarias que, por el origen volcánico con actividad reciente de algunas de sus áreas geográficas, podrían presentar mayor interés.

El Plan de Fomento de Energías Renovables 2000 no prevé, tampoco para este tipo de energía, aumentos significativos en el período 1999-2010.

La explotación de un yacimiento geotérmico tiene un impacto significativo sobre la utilización del terreno y puede contaminar las capas freáticas de agua de sus alrededores.

80. ¿Cuáles son las principales ventajas y desventajas de cada uno de los tipos de centrales eléctricas?

En cada situación pueden aparecer unas opciones energéticas mejores (en términos económicos, tecnológicos o ambientales) o socialmente mejor aceptadas que otras. Sin embargo, hay que ver la expansión del sistema generador en un período amplio de tiempo, ya que la disponibilidad y precio de los combustibles varían, las tecnologías se desarrollan, el período de maduración de las inversiones es muy largo. Por ello, España como país desarrollado no debe rechazar España, en principio, ninguna alternativa para generar energía eléctrica.

Todas las energías primarias y las tecnologías que permiten generar electricidad presentan actualmente ventajas y desventajas en términos de coste, medioambientales o de seguridad en su suministro. En la Tabla III.8 de la página 133 se exponen de forma sintética algunas de ellas.

Capítulo IV

El transporte de electricidad

81. ¿Qué es la red eléctrica?

Es el conjunto de líneas y centros de interconexión eléctrica que mantienen conectados entre sí a los centros de producción y de consumo de electricidad de nuestro sistema eléctrico.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos equipos de comunicaciones, protecciones, control, servicios, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte.

Al finalizar el año 2001, la longitud total de las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica existentes en España era de 897.719 km, de las que 141.495 km eran líneas subterráneas y 756.224 km correspondían a líneas aéreas. Asimismo, el número de transformadores era de 305.662, con una capacidad de 233.124.708 KVA. En la Tabla IV.1 adjunta se recogen estas cifras de la red eléctrica española para el año 2001, clasificada por niveles de tensión.

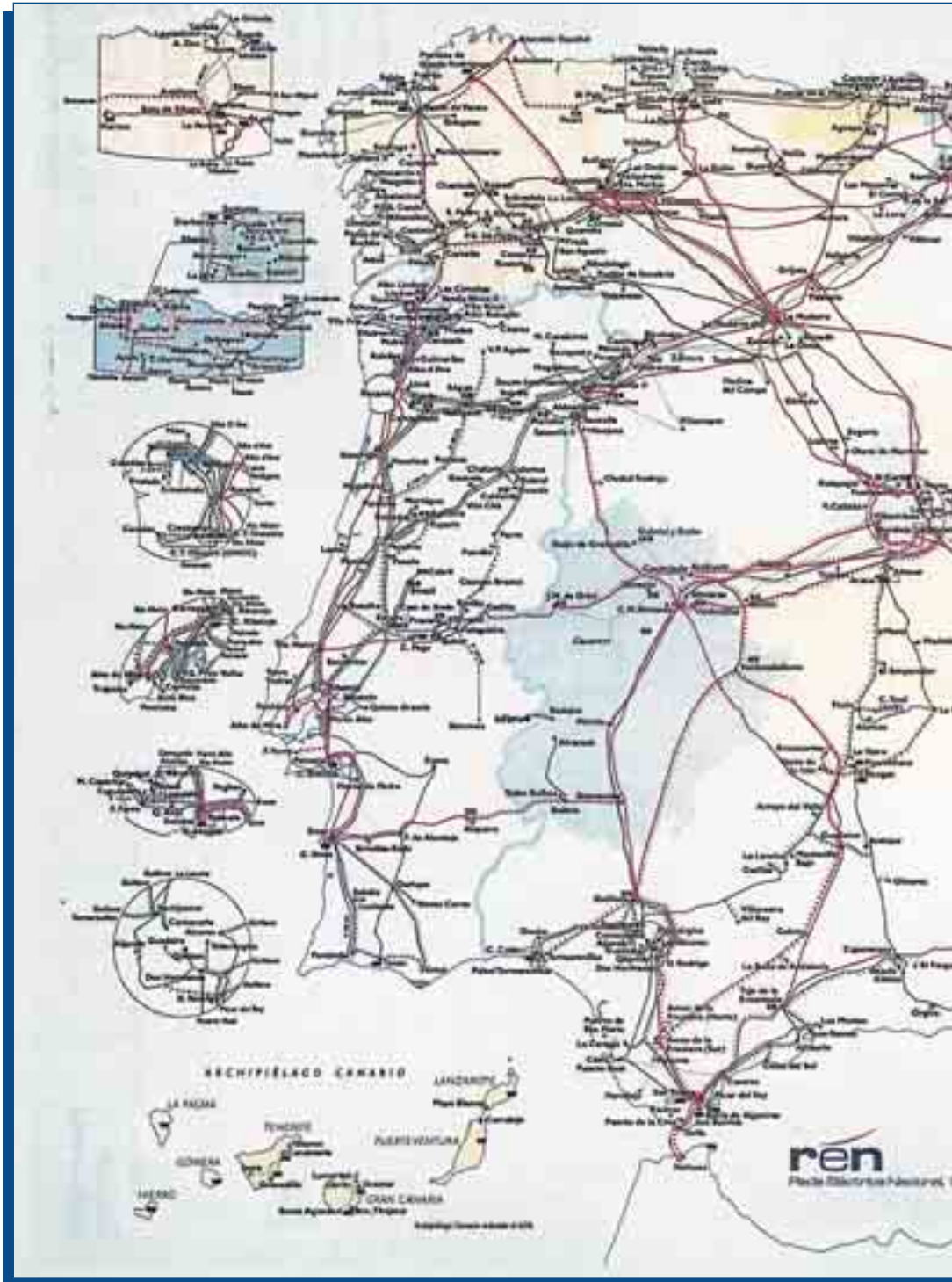
Tabla IV.1

Instalaciones de la Red Eléctrica de Transporte y Distribución en España por niveles de tensión. Año 2001

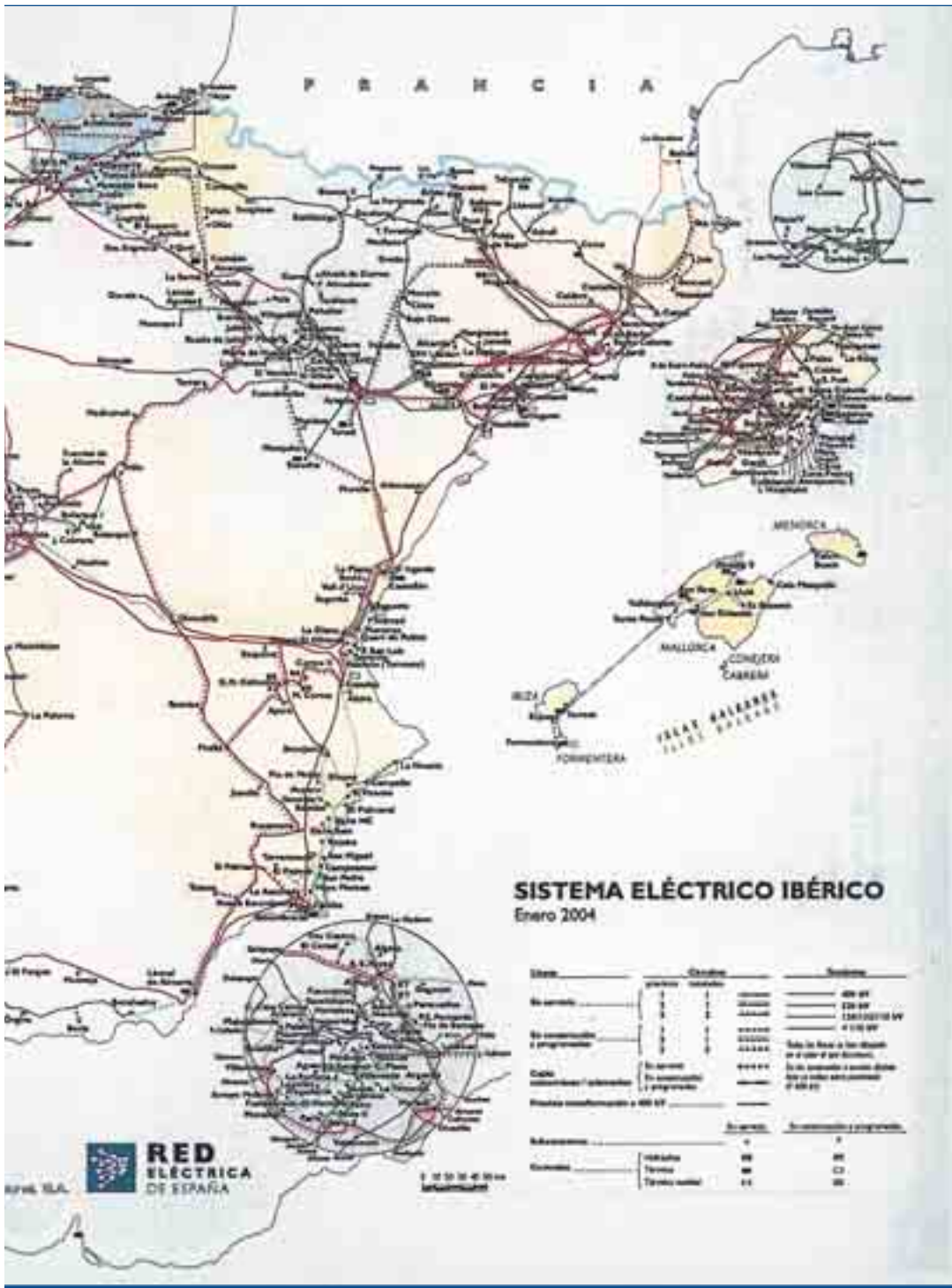
Tensiones nominales Límites de los intervalos en KV	Tensión normalizada en el intervalo en KV	Longitud de las líneas eléctricas		Transformadores reductores	
		Aéreas en km.	Subterráneas en km.	Número	Capacidad Total en KVA
Menos de 1 KV	0	394.044	79.255	0	0
Desde 1 a 4,5 KV	3	232	8	242	56.720
Más de 4,8 a 8 KV	6	2.870	689	3.114	729.828
Más de 8 a 12,5 KV	10	15.626	6.434	22.680	6.629.438
Más de 12,5 a 17,5 KV	15	78.981	15.933	88.633	24.871.135
Más de 17,5 a 25 KV	20	173.356	37.341	184.511	40.793.895
Más de 25 a 37,5 KV	30	9.525	666	2.464	3.683.775
Más de 37,5 a 55,5 KV	45	14.340	595	1.267	11.954.727
Más de 55,5 a 99 KV	66	15.959	276	1.010	16.414.858
Más de 99 a 176 KV	132	20.191	216	1.094	37.839.283
Más de 176 a 300 KV	220	15.922	67	516	46.373.074
Más de 300	380	15.178	15	131	43.777.975
Totales		756.224	141.495	305.662	233.124.708

Fuente: Estadística de la Industria de Energía Eléctrica. Ministerio de Ciencia y Tecnología. 2001.

Al corriente de la electricidad



Fuente: Red Eléctrica de España.



La red eléctrica es un elemento fundamental para dar garantía y calidad al servicio eléctrico. Además, facilita la gestión de los excedentes de generación regionales y la elección de ubicación para la instalación de nuevas centrales.

Sin embargo, la red no puede transportar electricidad sin límite a todas partes. Por ello, la generación debe estar en lo posible distribuida de acuerdo con la localización de la demanda, para no favorecer la aparición de problemas en la operación técnica de la red.

La red de transporte de alta tensión (110-400 kV) es propiedad en su mayor parte de Red Eléctrica de España (REE). Esta sociedad fue creada en enero de 1985, estableciéndose que fuera propietaria de las líneas de alta tensión y de los principales centros de interconexión necesarios para conseguir una gestión optimizada del sistema eléctrico nacional.

Como consecuencia del nuevo marco regulador, Red Eléctrica de España es asimismo el Operador del Sistema. (Ver pregunta 96)

82. ¿Cómo ha evolucionado la Red de Transporte de alta tensión en España?

Desde que en 1901 tuvo lugar en Zaragoza el primer transporte de energía eléctrica a distancia de España, la red eléctrica española no ha dejado de crecer, tanto en longitud como en tensión. A ello contribuyó UNESA desde su creación en 1944, ya que uno de sus primeros objetivos fue el de fortalecer y desarrollar las interconexiones entre las distintas zonas de la Península, para permitir una gestión coordinada del sistema eléctrico español.



La red actual cubre el territorio nacional.

En 1965, la red española de transporte y distribución de energía eléctrica a alta tensión sumaba ya 19.862 kilómetros de longitud a tensiones superiores a los 100 kV. Esa longitud siguió incrementándose hasta alcanzar los 32.122 kilómetros en 1975 y los 43.645 kilómetros en 1985, contando a finales de 2000 con una longitud total de 51.245 kilómetros.

La red de transporte y distribución a alta tensión tiene, en el año 2003, una longitud de 53.716 kilómetros, de los cuales 16.560 kilómetros corresponden a líneas de 400 kV, 16.242 kilómetros a líneas de 220 kV y 20.914 kilómetros a líneas de entre 100 y 132 kV. (Ver Tabla IV.2).

Para cumplir sus funciones, las redes de transporte y distribución necesitan importantes inversiones en infraestructura, así como un mantenimiento adecuado.

La red de transporte presenta actualmente algunos problemas de saturación en período de alta demanda, habiéndose visto retrasado su desarrollo en muchos casos,

Tabla IV.2

Evolución de la Red Eléctrica de Transporte y Distribución de alta tensión en España (Km)

Años	400 kV	220 kV	110-132 kV	Total
1960	—	4.406	10.479	14.885
1965	255	7.856	11.751	19.862
1970	3.171	10.512	13.692	27.375
1975	5.061	13.115	15.074	33.250
1980	8.517	14.124	17.323	39.964
1985	10.786	14.625	18.234	43.645
1990	12.868	14.991	18.729	46.588
1995	13.970	15.504	19.658	49.132
2000	14.918	16.003	20.324	51.245
2003	16.560	16.242	20.914	53.716

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

por el alargamiento de las autorizaciones administrativas. Este retraso está siendo subsanado durante los últimos años, tal y como puede apreciarse en la Tabla IV.3 adjunta.

En noviembre de 2002, Red Eléctrica de España (REE) adquirió líneas eléctricas de alta tensión a las empresas de UNESA, por lo que a finales del año 2003, el 84% de la red de Transporte de alta tensión era propiedad de Red Eléctrica.

Tanto Red Eléctrica de España como las empresas eléctricas integradas en UNESA, conscientes de las dudas y de la preocupación de las Administraciones Públicas por los posibles efectos en la salud y el medio ambiente de los campos electromagnéticos, han trabajado activamente en este campo, con objeto de que la ampliación de las instalaciones de generación, transporte y distribución sean las más adecuadas para la reducción máxima de estos posibles efectos y ello a pesar de que la comunidad científica está cada día más convencida de la ausencia de riesgos para la salud pública.

Tabla IV.3

Evolución del sistema de transporte y transformación (1997-2001)

		1997	1998	1999	2000	2001
Circuito 400 kV (Km)	Red Eléctrica	13.984	14.278	14.278	14.658	14.856
	Otras Empresas	260	260	260	260	344
	Total	14.244	14.538	14.538	14.918	15.200
Circuito 220 Kv (Km)	Red Eléctrica	4.276	4.280	4.280	4.280	4.327
	Otras Empresas	11.425	11.521	11.620	11.723	11.853
	Total	15.702	15.801	15.900	16.003	16.179
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	Red Eléctrica	16.988	16.988	17.913	19.613	19.613
	Otras Empresas	25.699	25.699	26.149	26.149	27.499
	Total	42.687	42.687	44.062	45.762	47.112

Fuente: Red Eléctrica Española.

83. ¿Realiza España intercambios de electricidad con otros países?

La red española peninsular de transporte de electricidad se encuentra directamente interconectada con las de Francia, Portugal, Andorra y Marruecos (a través del estrecho de Gibraltar), de forma que España viene realizando intercambios internacionales de energía eléctrica con los dos primeros países desde mediados de los años cuarenta.

Tradicionalmente, estos intercambios han estado orientados a incrementar el nivel de garantía en el abastecimiento de electricidad y a obtener un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos existentes. Permiten que los países interconectados se apoyen coyunturalmente en caso de problemas

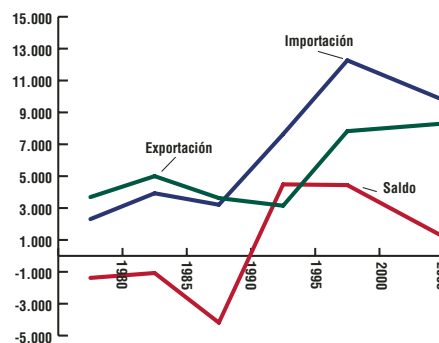
puntuales de suministro, a causa, por ejemplo, de averías que reduzcan la disponibilidad del sistema en un momento dado. Por otra parte, las diferencias horarias o estacionales entre dichos países en cuanto a la disponibilidad de los recursos hidráulicos, las variaciones de la demanda y las diferencias en el coste de producción del kWh según los diferentes tipos de centrales utilizadas justifican también económicamente estos intercambios de energía, posibilitando así una mejor gestión de los respectivos sistemas eléctricos.

Actualmente, las interconexiones internacionales representan un factor importante para aumentar la garantía en el suministro eléctrico, principalmente en condiciones de cierta normalidad. Además, mejoran la estabilidad de la red y el mantenimiento de la frecuencia y la tensión, lo que permite un suministro de electricidad de mejor calidad de onda. También serán, en un futuro próximo, un elemento esencial para intercambios de energía que permitan una mayor competencia en los sistemas internacionales conectados.

En cuanto a situaciones en períodos críticos, las interconexiones juegan realmente un papel más importante en el área de regulación que en el de aportación de energía, ya que los períodos críticos suelen coincidir en los sistemas europeos conectados. Por ejemplo, si hay una ola de frío o de calor en España, también suele haberla en los países europeos del entorno.

El carácter peninsular del sistema eléctrico español acentúa la importancia del aumento de capacidad de las interconexiones internacionales que, con carácter de general, han recomendado los órganos rectores de la UE a todos los países europeos.

Evolución de los intercambios internacionales (1982-2003)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

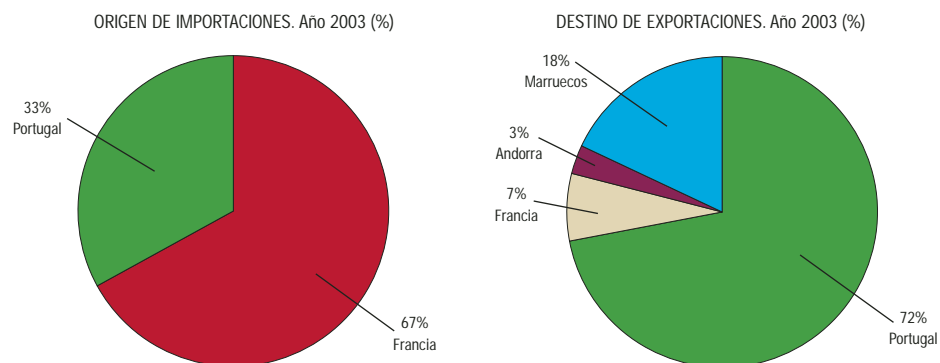
En el año 2003, los intercambios de electricidad realizados con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos tuvieron un saldo importador de 1.264 GWh. La evolución en estos intercambios para el período 1980-2003 viene recogida en la Tabla IV.4 y gráfico correspondiente. Además se representan en otro gráfico los países de origen y destino de estos intercambios.

Tabla IV.4.
Evolución de los intercambios internacionales de España (GWh)

Año	Exportación	Importación	Saldo
1980	3.688	2.306	-1.381
1985	5.001	3.927	-1.074
1990	3.627	3.208	-419
1995	3.146	7.633	4.486
2000	7.824	12.265	4.441
2003	8.227	9.491	1.264

Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2001.

Origen y destino de los intercambios internacionales



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Capítulo V

Nuevas tecnologías de
producción de electricidad

a) Tecnologías para la “combustión limpia” del carbón

84. ¿Qué son las nuevas tecnologías de “combustión limpia” del carbón?

A lo largo de la década de los ochenta y de los noventa se han desarrollado varias tecnologías de “combustión limpia” del carbón dirigidas a la generación eléctrica, que permiten una más fácil y eficiente captura del azufre del combustible y, además, emiten a la atmósfera niveles más bajos de óxidos de nitrógeno. También reducen la emisión de metales pesados y otros contaminantes, sobre los que no hay actualmente normativas específicas.

Con estas tecnologías se trata de evitar las plantas de tratamiento de los gases de combustión existentes en las centrales convencionales, tanto para eliminar óxidos de azufre como óxidos de nitrógeno. Estas plantas implican importantes inversiones-extra y, en algunos casos, reducciones de la eficiencia de las instalaciones.



Planta de demostración de lecho fluido a presión de Escatrón (Teruel).

Estas nuevas alternativas tecnológicas que, en principio, se dirigieron hacia el uso exclusivo de carbón, han ampliado su aplicación a las fracciones pesadas del refino del petróleo o al uso de crudos pesados. Todas ellas se encuentran en niveles diferentes de maduración industrial y su aplicación tiene distintos niveles de fiabilidad (en las instalaciones piloto, han dado distintos resultados hasta el momento).

A continuación, se hace una síntesis de las alternativas básicas que existen hoy, sobre estas tecnologías de uso limpio en la combustión de carbones:

- *Calderas de carbón pulverizado convencionales*, incluyendo sistemas de lavado de gases. Es una opción de bajo rendimiento energético, en torno al 36%, pero muy probada y de alta fiabilidad. No es apropiada para carbones de alto contenido en azufre.
- *Calderas de carbón pulverizado con ciclos supercríticos*, incluyendo sistema de lavado de gases. Es una opción que mejora el rendimiento energético hasta niveles de 42%. No está muy probada y la inversión específica es elevada. Requiere carbones de alta calidad.
- *Calderas de lecho fluido burbujeante*. Es una opción poco extendida, con un rendimiento energético que se sitúa en torno al 36%. Requiere carbones de media o alta calidad. Puede ser una opción de aplicación inmediata para plantas de generación eléctrica de potencia media y alta.
- *Calderas de lecho fluido atmosférico*. Es una opción probada y suficientemente madura que tiene un rendimiento energético bajo, del orden del 32%. Por el contrario, tiene un buen comportamiento ambiental y es muy adecuada para utilizar combustibles sucios, de baja calidad. Es adecuada para instalaciones de media y baja potencia.
- *Sistemas de combustión en lecho fluido a presión*. Es una alternativa que ya se puede considerar madura y que ofrece diseños fiables para carbones de media y alta calidad. Su rendimiento es bueno, del orden de 42%, y su comportamiento ambiental también es bueno.
- *Gasificación y ciclo combinado*. Es una opción fiable en sistemas no muy integrados y con carbones de buena calidad que, además, está madurando hacia diseños más complejos y con combustibles difíciles, buscando un rendimiento energético elevado, del orden de 45%. Su comportamiento ambiental es muy bueno y esa puede ser su gran ventaja. Sin embargo, exigen una inversión específica muy elevada.

Actualmente, existen alternativas de generación, como es el caso del gas natural en plantas con ciclo combinado, que tienen unos costes de inversión más bajos, además de ser atractivas desde el punto de vista medioambiental. Por ello, el interés sobre las tecnologías de uso limpio del carbón ha decrecido últimamente, lo cual está siendo un freno para completar el desarrollo de estas tecnologías que previsiblemente serán necesarias en un futuro no muy lejano.

85. ¿Qué es la tecnología de gasificación del carbón y ciclo combinado integrados?

Resultados muy positivos está obteniendo la tecnología de gasificación del carbón en los últimos años cuando se encuentra acoplada a un ciclo combinado, es decir, a sistemas que permiten el aprovechamiento conjunto de una turbina de vapor y otra de gas.

El gas procedente de la gasificación del carbón, una vez limpio, se expande en una turbina de gas, utilizando el calor de los gases resultantes para generar vapor de agua que se expande en una turbina de vapor. El proceso en sí es limpio de emisiones de partículas y compuestos de azufre. Además, las emisiones de óxidos de nitrógeno pueden ser también bajas si el proceso de combustión en turbina de gas se desarrolla con los adecuados sistemas de reducción de la formación de NO_x , por ejemplo, con inyección de vapor en la cámara de combustión.

Este sistema de generación eléctrica implica también un buen rendimiento energético, del orden del 45%. Ello redundará en una menor emisión específica de CO_2 por kWh, valor que puede reducirse aun más si a los gases procedentes de la gasificación se les aplica una etapa de extracción del mismo.

Por tanto el proceso de generación es esencialmente limpio, pero a costa de un diseño complejo, con un número de subsistemas más numeroso que el correspondiente a las instalaciones convencionales y a las de combustión en lecho fluido a presión. Ello hace que la inversión específica de una planta de gasificación y ciclo combinado de alto rendimiento energético sea elevada. Es su mayor obstáculo para la extensión de esta tecnología.

El primer ensayo de gasificación de carbón con aplicación en ciclo combinado fue el de la planta de Cool Water, en California, puesta en operación en la primera mitad de la década de los ochenta. Se han construido con posterioridad varias plantas comerciales en EE.UU. utilizando procesos diferentes, haciendo mayor hincapié en la confianza y en los resultados ambientales que en el rendimiento energético.

En Europa se piensa en la utilización de la tecnología de gasificación y ciclo combinado no solo por su alto nivel de limpieza, sino también por su rendimiento energético



Central térmica de ELCOGAS de gasificación de carbón con ciclo combinado (Puertollano).

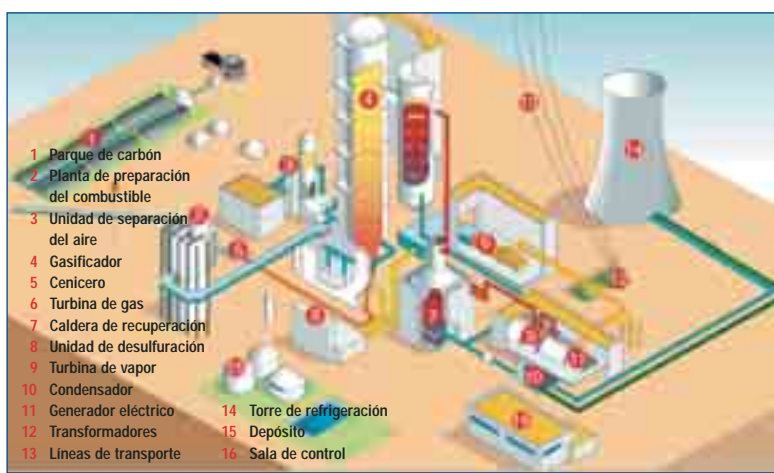
alto. Se aplica tanto al carbón como a las fracciones pesadas del petróleo. De hecho ya se han construido, entre otras, una unidad de este tipo en Italia y la central de ELCOGAS (320 MW) en España.

86 ¿Cómo funciona una central de gasificación del carbón y ciclo combinado integrados?

Las *centrales de gasificación del carbón y ciclo combinado integrado* utilizan combustibles (carbón, cok de petróleo, etc.) que son primeramente gasificados en la propia central. El gas obtenido se expande posteriormente en una turbina de gas y, a continuación, aprovecha el calor residual para, mediante una caldera de recuperación, alimentar una turbina de vapor. La energía eléctrica final que se produce es, por lo tanto, la suma de la generada en el grupo tradicional y de la producida en la unidad de gas.

La primera y única central española de este tipo de tecnología es la de ELCOGAS en Puertollano, con una potencia de 320 MW. Es un proyecto de carácter europeo, en el cual participan varias empresas eléctricas de Portugal, Italia, Gran Bretaña y Francia, además de España, más los fabricantes de los equipos principales. Su objetivo fundamental es demostrar la viabilidad comercial de este tipo de tecnología. Está todavía en periodo de adaptación, resolviendo problemas operativos que, lógicamente, aparecen en instalaciones tan novedosas como esta planta.

El combustible que se emplea en esta central es una mezcla del carbón de Puertollano (de alto contenido en cenizas y bajo contenido en azufre), y cok de petróleo (de alto contenido en azufre y bajo contenido en cenizas). Es un combustible de difícil utilización y, si el resultado de esta experiencia fuera positivo, se habría dado un paso importante para demostrar que la gasificación es una alternativa de futuro para una generación eléctrica limpia y eficiente.



Esquema de una central de gasificación de carbón y ciclo combinado.

Un esquema de funcionamiento de una central de gasificación del carbón y ciclo combinado integrado se resume a continuación.

En primer lugar, el carbón es transportado y almacenado en el *parque de carbón* (1). Desde el parque, una cinta transportadora conduce el carbón a la *planta de preparación del combustible* (2), donde éste es pulverizado y secado mediante el nitrógeno procedente de la *unidad de separación de aire* (3). En esta unidad, el aire se limpia y enfría para obtener el oxígeno que se utiliza posteriormente en la gasificación del carbón. Asimismo, se extrae el nitrógeno que se emplea en aumentar el rendimiento del grupo de gas y en la planta de preparación del combustible.

El *gasificador* (4) recibe, por un lado, el combustible pulverizado procedente de la planta de preparación y por otro, se le inyecta el oxígeno producido junto con vapor de agua, obteniéndose un gas sintético a muy alta temperatura. Una vez enfriado el gas sintético, las cenizas producidas se llevan al *cenicero* (5), para su tratamiento posterior y transporte a vertedero.

El gas obtenido en el gasificador, antes de ser quemado, pasa por la *unidad de desulfuración* (8), en la que se le quita el azufre; una vez limpio, es enviado al grupo de gas. Este grupo se compone de un compresor, que toma aire exterior y lo adapta a las condiciones necesarias para que la combustión sea óptima; una cámara de combustión, donde es quemado el gas; y la propia *turbina de gas* (6), en la que los gases de combustión se expanden y mueven un *generador eléctrico* (11). La electricidad generada es enviada a los *transformadores* (12) para adaptar sus condiciones de tensión e intensidad a las de la *línea de transporte* (13) del sistema.

En la *caldera de recuperación* (7), se aprovecha el calor residual de los gases de combustión procedentes de la turbina de gas antes de liberarlos a la atmósfera y se transforma en vapor el agua procedente del *depósito* (15). Este vapor es enviado a una *turbina de vapor* (9) para su expansión. En la caldera del gasificador también se produce vapor de agua, aprovechando la alta temperatura a la que se genera el gas sintético, agua que es precalentada en la caldera de recuperación.

Al igual que en el caso de la turbina de gas, la turbina de vapor convencional mueve un *generador* (11) que produce energía eléctrica; ésta es enviada a continuación al *parque de transformación* (12) y de éste, a la *línea de transporte* (13) del sistema.

El vapor de agua procedente de la turbina de vapor es llevado al *condensador* (10) para su transformación en líquido mediante el intercambio de calor con el agua del circuito auxiliar de refrigeración. El agua es enviada a la *torre de refrigeración* (14) para que libere el calor recibido.

Todos los funcionamientos de los sistemas y equipos de la central están supervisados desde la *sala de control* (16), que está diseñada para resolver cualquier incidente operativo que pueda producirse en las instalaciones.

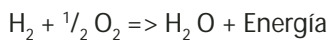
b) Células de combustibles

87. ¿Qué son las células o pilas de combustible?

Una *célula de combustible* es un dispositivo electroquímico que convierte directamente la energía química en electricidad y calor; consta de dos electrodos, el ánodo y el cátodo, separados por un electrolito en forma de sandwich.

En las células de combustible se combina el oxígeno del aire con hidrógeno para producir una corriente eléctrica continua. El combustible oxidado en el ánodo, libera electrones que fluyen por el circuito externo hasta el cátodo. El circuito se cierra con el flujo de iones en el electrolito. Además se genera calor que puede emplearse directamente como un subproducto en el procesador del combustible (hidrógeno) o para producir residualmente más electricidad.

En una celda de combustible se produce, por tanto, la reacción de combustión de hidrógeno y la formación de agua por vía electroquímica (reacción inversa a la electrólisis del agua):



Las celdas pueden conectarse en serie o en paralelo para suministrar el voltaje y potencia deseados, motivo por el cual se las conoce también con el nombre de *pilas de combustible*.

La reacción electroquímica de oxidación del hidrógeno para la producción de electricidad es conocida desde el siglo XIX en que Grove consiguió demostrar el proceso. Su aplicación práctica no ha llegado hasta la década de los sesenta, debido a la dificultad que existe para encontrar sistemas que garanticen el proceso con una cierta viabilidad técnica y económica.

Generación eléctrica con pilas de combustible



Fuente: Medio Ambiente y Electricidad. Comité de Energía del Instituto de la Ingeniería de España, Diciembre 1999.

Este proceso de conversión directa en electricidad reduce significativamente las pérdidas termodinámicas y mecánicas de energía en relación con los sistemas convencionales, en los que esta conversión se hace mediante calentamiento intermedio y procesos mecánicos.

Una planta de generación eléctrica basada en células de combustible consta, genéricamente, de un procesador de combustible que permite obtener el hidrógeno necesario como combustible principal. Este procesador sería innecesario en el caso de las células de combustible de hidrógeno o de metanol directo. A continuación se le acopla la sección de generación eléctrica, formada por las células de combustible y los dispositivos de alimentación, recirculación, extracción del calor, de la corriente eléctrica y de los productos de reacción. Finalmente es necesario un sistema de acondicionamiento eléctrico para la conversión de la corriente continua producida en corriente alterna para su acoplamiento a la red. Complementariamente, integrado al sistema de extracción de calor o a la salida de los gases de reacción, pueden ir sistemas de cogeneración (electricidad + calor) dependiendo del tipo de célula de combustible de que se trate.

En el gráfico adjunto se muestra un esquema general simplificado de una planta de generación eléctrica con células de combustible.

Se han desarrollado varios tipos de células de combustible, que en el momento presente pueden ofrecer distintas opciones comerciales. Las diferencias esenciales entre los distintos tipos se deben al electrolito empleado, que define los diferentes materiales para los electrodos y las condiciones en la operación de la planta. Pueden señalarse los siguientes tipos:

- *Alcalinas*. Las primeras en desarrollarse dentro del programa Apolo. Necesitan H_2 y O_2 muy puros. Operan entre 25 y 120 °C.
- *Acido fosfórico*. Electrodo de carbón poroso, que contiene platino. Están ya en fase de comercialización para cogeneración en edificios comerciales (200 KW).
- *Carbonatos fundidos*. Utilizan carbonatos de litio y potasio.
- *Metanol directo*. Utilizan, como electrolito, ácido sulfúrico.
- *Membranas de polímero*. Son de baja temperatura (<100 °C) y de vida útil larga.

Sin embargo, todos estos tipos de células de combustible comparten características comunes que permiten una gran flexibilidad en su construcción y operación de las plantas, como son:

- a) *Modularidad*. Las unidades pueden construirse tan pequeñas como se quiera y el sistema puede ensamblarse hasta el tamaño deseado, a base de estas unidades. Las condiciones de operación, flexibilidad y costes de los auxiliares pueden ser los factores determinantes del tamaño óptimo de los módulos que se produjesen en fábrica.
- b) *Tiempo de construcción*. Está ligado a la modularidad, ya que los grandes componentes de un sistema de células de combustible llegarían al lugar de la instalación previamente ensamblados.

- c) *Generación de corriente continua.* Las células de combustible son generadores de corriente continua. Dada la gran cantidad de equipamiento que se utiliza actualmente funcionando con corriente continua puede ser una importante ventaja con miras al futuro, ya que se podría prescindir de todos los transformadores de corriente que se utilizan en electrónica.
- d) *Ausencia de ruido.* Otra gran ventaja de las células de combustible es su propiedad de funcionar sin producir ruido —salvo los equipos auxiliares— por la ausencia de componentes dinámicos, como motores en su interior.
- e) *Sistemas híbridos.* El mercado potencial de las células de combustible se puede incrementar combinándolo con otros equipos de generación energética, como son las turbinas de gas y vapor para el caso de las células de alta temperatura, y con motores de combustión interna y baterías en el caso de las de baja temperatura.

88. ¿Cuáles son las perspectivas de uso comercial de las pilas de combustible?

Las células de combustible no son todavía una tecnología madura. Para que lleguen a tener un mayor impacto en el mercado energético futuro se requiere innovación en el diseño y en los materiales. Las células de combustible emplean hidrógeno como combustible y la tecnología actual es poco eficiente por requerir el empleo de combustibles fósiles para su producción. Cuando se disponga más fácilmente de hidrógeno, que representa el 60-80% del coste de una planta de células de combustible, podrán estar en una situación más competitiva.

Sin embargo, sus aplicaciones están restringidas además por el suministro de ciertos materiales que son necesarios, como el catalizador de platino. Aún pensando que los costes por kW puedan reducirse a niveles aceptables, la disponibilidad de estos materiales restringirá la tecnología de las células de combustible a nichos de mercado. Se requiere, por tanto, una innovación en materiales, particularmente nuevos catalizadores y electrolitos, quizá de tipo sólido, que puedan operar en rangos de temperatura más amplios y que son inviables hoy en día.

Cada tipo de célula determinará su sector de aplicación. Los parámetros determinantes para su utilización son la temperatura y el combustible empleado. Teniendo en cuenta que el combustible básico es el hidrógeno, el futuro de las células de combustible va a estar muy directamente relacionado con las tecnologías de producción de este gas.



Pila de combustible en San Agustín de Guadalix.

Hoy en día se prevé su aplicación en plantas para generación centralizada de electricidad, sistemas de cogeneración de tamaño intermedio y sistemas de baja potencia para uso doméstico o sector del transporte.

La generación de electricidad en zonas aisladas mediante sistemas de cogeneración es una de las vías en las que las células de combustible se están esforzando para llegar a situarse en el mercado. Ya están en fase comercial las células de ácido fosfórico, e iniciando su fase comercial de demostración las de carbonatos fundidos, por lo que están empezando a competir con otras tecnologías a base de aumentar el número de unidades fabricadas, al tiempo que se desarrolla una tecnología menos costosa y de mayor vida útil.

Finalmente, los fabricantes de automóviles han visto en las células de baja temperatura de membranas poliméricas alimentadas con hidrógeno, o de momento, con metanol, una opción alternativa al motor de combustión interna. Tienen eficiencias energéticas que pueden llegar a triplicar la eficiencia de los motores actuales, con la correspondiente reducción del consumo de combustible. Esto permitiría el ir desplazando el consumo del petróleo en el sector transporte, punto fundamental en las políticas energéticas de muchos países.

c) Fusión nuclear

89. ¿Qué es la fusión nuclear y cuáles son sus perspectivas?

La reacción de *Fusión Nuclear* consiste en la interacción de dos núcleos ligeros —por ejemplo, los isótopos del hidrógeno Deuterio (D) y Tritio (T)— dando lugar a un nuevo núcleo —Helio—, un neutrón y una gran cantidad de energía. Este proceso de producción de energía es el que tiene lugar de manera permanente en el Sol y en las estrellas.

Un reactor de fusión ofrece, en principio, las ventajas de unas condiciones de máxima seguridad (intrínsecamente seguro frente a accidentes graves pues no se producen reacciones en cadena), mínimo impacto medioambiental (no se producen gases nocivos ni residuos de larga actividad si se hace una elección apropiada de los materiales), y alta competitividad económica (coste muy reducido del combustible, ya que se puede extraer del agua del mar).

Conseguir, sin embargo, reacciones de fusión de forma controlada en la tierra es muy difícil (por ejemplo, mantener un gas ionizado o plasma confinado a temperaturas superiores a los 100 millones de grados), lo cual ha hecho que en los últimos

Esquema del proyecto ITER



Fuente: Foro Nuclear

Al corriente de la electricidad

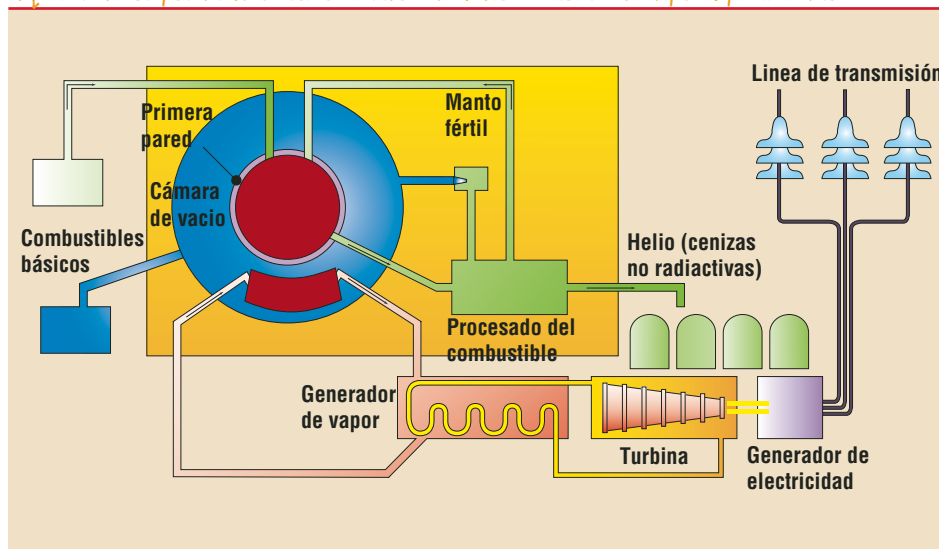
50 años se haya realizado un esfuerzo gigantesco de Investigación y Desarrollo (I+D), en orden a producir reacciones de fusión de forma controlada para la producción de electricidad.

Para reproducir este tipo de proceso en la Tierra se están siguiendo dos métodos. El primero, conocido como "*confinamiento inercial*", consiste en comprimir una pastilla muy pequeña de Deuterio-Tritio hasta temperaturas y densidades elevadísimas, concentrando sobre ella intensos haces de energía. Estos haces son de luz láser o de partículas muy energéticas.

El segundo método, conocido como "*confinamiento magnético de un plasma*" (Tokamaks), consiste en calentar el plasma de Deuterio-Tritio (D-T) hasta que se consiguen las condiciones de reacción, por medio de campos magnéticos muy intensos. Se han dado ya varios pasos importantes en su desarrollo, habiéndose conseguido últimamente crear y mantener de forma estable plasmas similares a los requeridos en un reactor comercial de fusión con una producción de hasta 16 MW de potencia. Es más, las propiedades de los plasmas D-T son lo suficientemente conocidos, como para plantearse de forma realista la construcción de un reactor experimental de fusión por confinamiento magnético a nivel internacional, conocido con el nombre de ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor), que actualmente está por decidir el país en el que será construido.

Sin embargo, las perspectivas de la fusión nuclear se presentan más allá de sus logros científico-técnicos en un contexto difícil, de gran diversidad en los tipos de energía utilizada, abaratamiento de costes y nuevas tecnologías de generación eléctrica emergentes en la actualidad. No obstante, sí puede decirse que representan una verdadera alternativa energética para un futuro a largo plazo.

Esquema de la planta ITER como reactor de fusión nuclear de tipo experimental



Fuente: Estratos, n.º 64, 2002.

d) Energías marinas

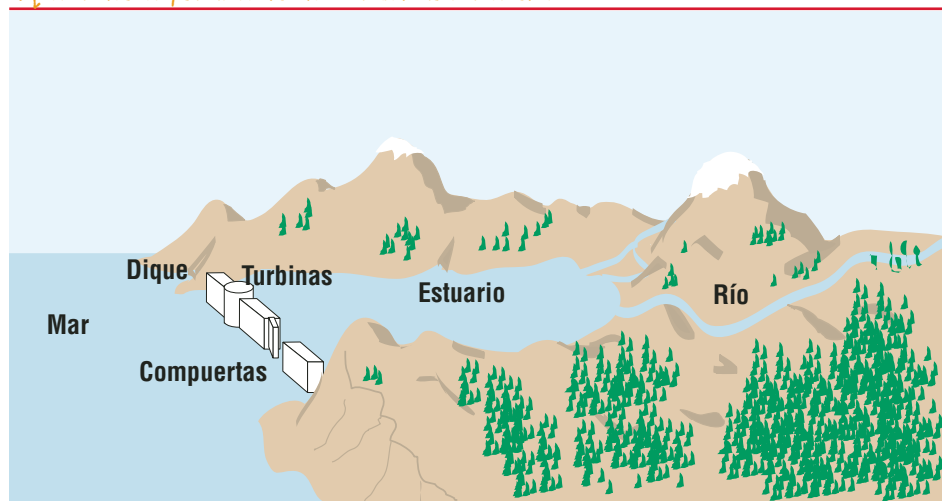
90. ¿Qué son las energías marinas y cuáles son sus perspectivas?

El potencial energético de los océanos y mares reside en el hecho de que el agua es un inmenso colector de energía solar. Este potencial energético se manifiesta, fundamentalmente, de cuatro formas: la energía de las mareas, la energía de las olas, la energía de las corrientes marinas, y la energía térmica de los océanos derivada de los gradientes (diferencias) salinos o térmicos existentes entre las distintas profundidades de los mismos.

La *energía de las mareas*, es una energía basada en los desniveles de las mareas y que puede aprovecharse para producir electricidad en ciertas bahías o estuarios. Es la única que ha alcanzado un nivel de desarrollo de cierta madurez, con algunas plantas comerciales en operación. El hecho de que muchos de los emplazamientos mejores se encuentren en zonas alejadas de los centros de consumo, junto con los altos costes económicos y algunos problemas medioambientales, han limitado su desarrollo. (Ver gráfico).

La *energía del oleaje* proviene de la energía cinética del viento y, teóricamente, tiene un gran potencial energético. Existen ya un cierto número de prototipos, pero les queda un largo camino por recorrer hasta alcanzar cierta madurez comercial. La magnitud del recurso en Europa es importante y parece conveniente continuar con las actividades de I+D, que deberán tratar de resolver los principales problemas planteados. Cabe citar, entre ellos, la supervivencia y el control de los convertidores en electricidad, para reducir los problemas que se derivan del carácter pulsante de la potencia generada (ver gráfico correspondiente).

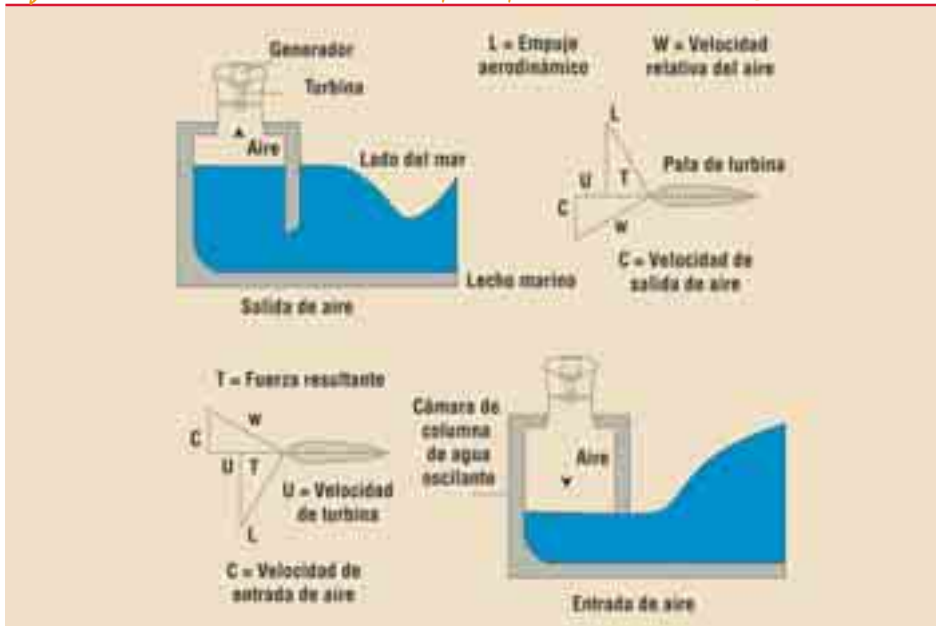
Esquema del emplazamiento de una central maremotriz



Fuente: UNESA.

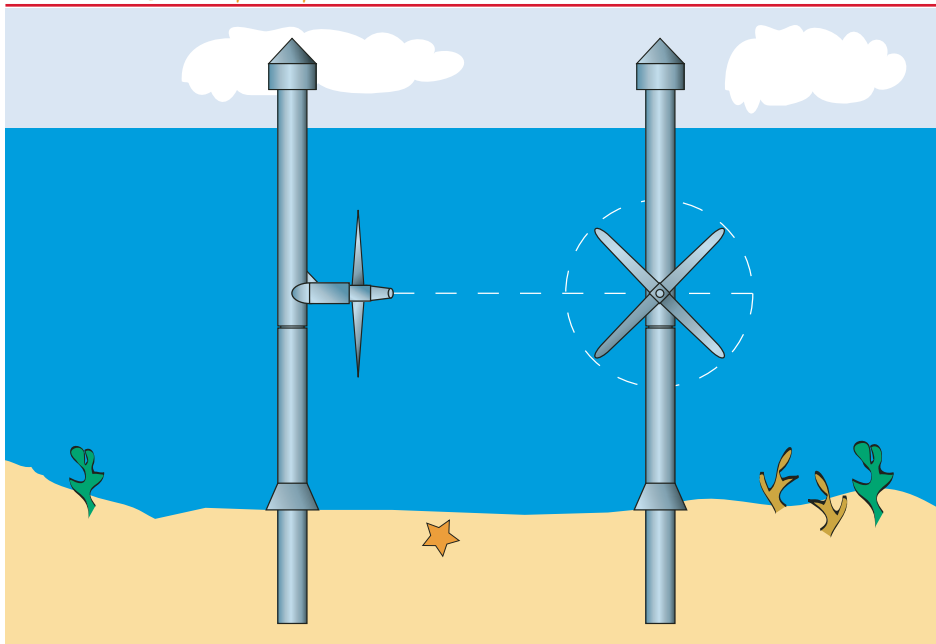
Al corriente de la electricidad

Esquema del sistema de columna oscilante para aprovechamiento del oleaje



Fuente: The Indian Wave Energy Programme. Indian Institute of Technology.

Turbina de flujo axial para aprovechamiento de corrientes marinas



Fuente: UNESA.

111 preguntas y respuestas

La *energía de las corrientes marinas* se encuentra en la actualidad en un estado de desarrollo primario, pero ofrece posibilidades razonables con el empleo de turbinas sumergidas, que no requieren grandes infraestructuras. El potencial aprovechable en Europa es apreciable, y sería necesario, asimismo, un esfuerzo muy importante de Innovación y Desarrollo para poner a punto esta tecnología. (Ver gráfico correspondiente).

La *diferencia de temperatura* entre las capas superficiales y profundas en los océanos se puede aprovechar también para la generación de energía eléctrica. El principal problema de los sistemas experimentales de Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC) construidos hasta ahora es que tienen un bajo rendimiento —aproximadamente del 7%— y, además, es preciso realizar un elevado gasto de energía en el bombeo de agua fría de las profundidades para el condensado de los fluidos. Además, el aprovechamiento de esta fuente de energía se enfrenta a problemas técnicos aún no resueltos totalmente, como los relacionados con la resistencia de los materiales en ambiente marino, la seguridad de las instalaciones, etc.

Por otro lado, han sido ya desarrollados procesos para convertir en electricidad la *energía del Gradiente salino* resultante de las diferencias de presión osmótica entre aguas de diferente salinidad, así como para diluir agua salina y producir agua dulce. También a esta energía le falta mucho desarrollo tecnológico en I+D para ser atractiva y competir con otras alternativas de producción eléctrica.

Capítulo VI

Otros aspectos de funcionamiento
del Sector Eléctrico

91. ¿Cuáles son los principios fundamentales en los que está basado el Sistema Eléctrico español?

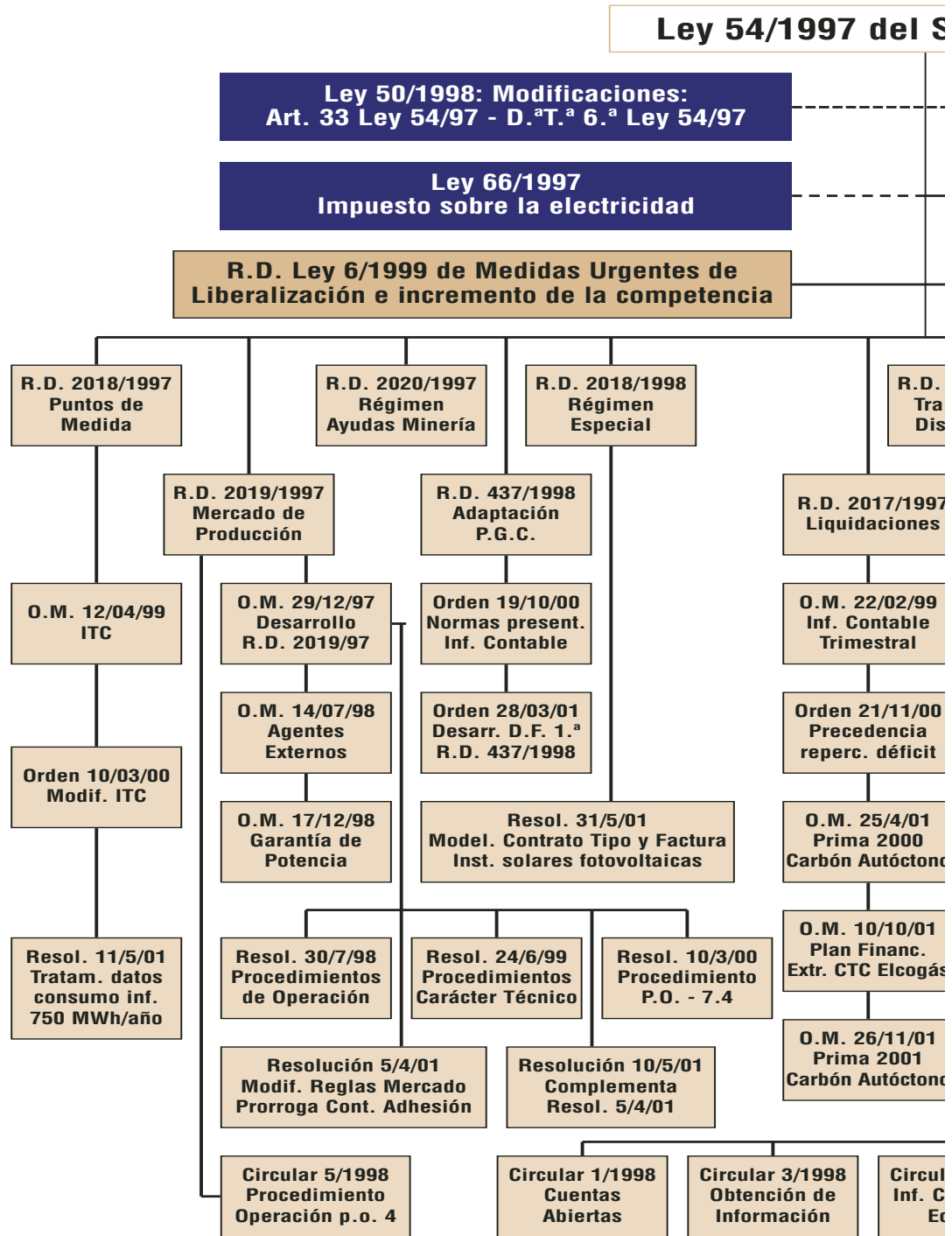
La Ley del Sector Eléctrico aprobada en el año 1997, y su complejo desarrollo reglamentario posterior (ver gráfico), fijaron los principios fundamentales en los que se basa el funcionamiento del Sistema Eléctrico español; pueden resumirse del siguiente modo:

- a. Se declara el suministro eléctrico como un *servicio esencial* que debe ser accesible a todos los consumidores dentro del territorio español, en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, con la colaboración de las Comunidades Autónomas.
- b. Existe una separación jurídica entre actividades reguladas —*transporte y distribución*— y no reguladas —*generación y comercialización*—, de la energía eléctrica.
- c. La *planificación vinculante estatal* de la generación eléctrica ha desaparecido, habiendo libertad para la instalación de nuevas centrales, sometidas solamente a autorizaciones administrativas. No obstante, el Gobierno puede establecer una planificación indicativa en esta área.

Solamente el desarrollo de la red de transporte eléctrico y de gas queda sujeto a la planificación del Estado, condicionado por las exigencias de la planificación urbanística y de ordenación del territorio.

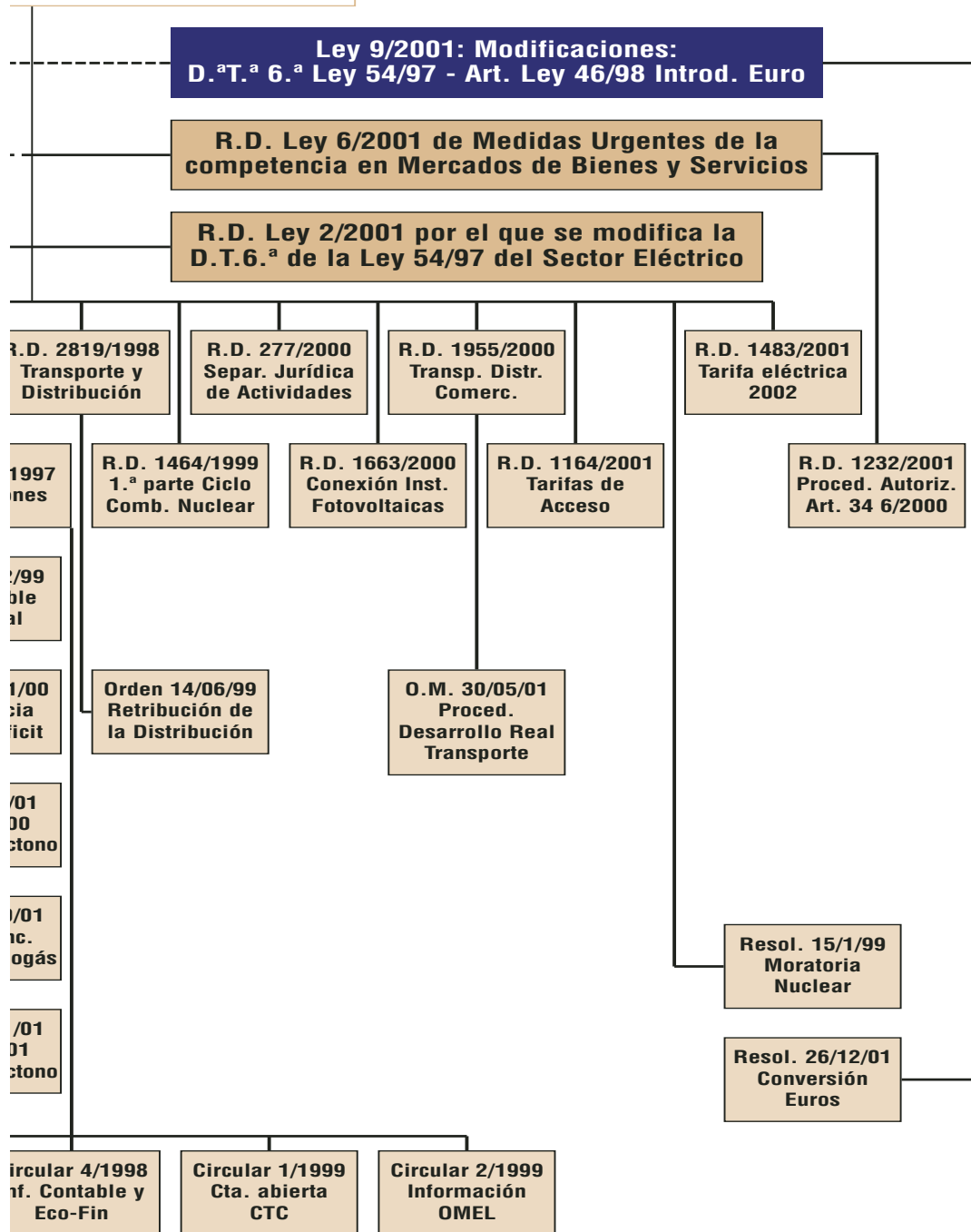
- d. El funcionamiento de las centrales generadoras se basa en decisiones de sus titulares, siempre dentro de las reglas de un *Mercado mayorista* de producción eléctrica.
- e. Se establece el principio del *Derecho de Acceso a Terceros* a las redes de transporte y distribución eléctricas y de gas, que se consideran monopolio natural en razón de la eficiencia económica que representa la existencia de una red única "que se pone a disposición de los diferentes agentes del sistema eléctrico".

La retribución económica de este derecho de acceso es fijada administrativamente a través de las tarifas de acceso.



Fuente: UNESA. 2001.

El Sector Eléctrico



- f. La *comercialización* de la electricidad se basa en los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador por parte del cliente. Desde el 1 de enero de 2003, todos los clientes pueden elegir a su suministrador de electricidad.
- g. Existe libertad para comprar o vender electricidad a empresas y consumidores de otros países miembros de la Unión Europea.

92. ¿Existe libertad de construcción para las nuevas centrales eléctricas?

En el marco eléctrico actual, cualquier empresa puede instalar nuevas centrales eléctricas, del tipo, potencia y localización que considere más convenientes, sin otras condiciones que las que la legislación española establece para la puesta en marcha de cualquier instalación industrial. Estas condiciones se refieren, entre otras cuestiones, a la eficiencia y seguridad de la instalación; el cumplimiento de los criterios de protección del medio ambiente; la adecuación de su localización; y la suficiente capacidad legal, técnica y económica de la empresa solicitante.



Satisfacer la demanda exige construir nuevas centrales.

Anteriormente, las únicas centrales eléctricas de tamaño significativo que se podían instalar en España eran las que estaban contempladas en los *Planes Energéticos Nacionales* (PEN) vigentes en cada momento. *El PEN* era un documento elaborado por el Gobierno y aprobado por el Parlamento, en el que se concretaban los objetivos de la política energética española y las medidas necesarias para conseguirlos. En el caso del sector eléctrico, solía ser extremadamente deta-

llado en cuanto a las centrales que había que construir, su potencia, su ubicación, el tipo de energía primaria que tenían que utilizar, el año de entrada en servicio, etc.

93. ¿La comercialización de la electricidad está totalmente liberalizada?

Uno de los principios básicos del sistema eléctrico actual es la liberalización de la actividad de comercialización, es decir, de todo lo relacionado con la contratación del suministro eléctrico por parte de los consumidores. La comercialización está considerada en la Ley del Sector Eléctrico como una actividad con naturaleza propia, al igual que la generación, el transporte y la distribución; y está desarrollada, a partir del 1 de enero de 2003, totalmente para los consumidores españoles. Actualmente son más de 25 millones de clientes.

La liberalización de la actividad de comercialización ha permitido la creación de un nuevo tipo de empresas, las comercializadoras, dedicadas exclusivamente al suministro de electricidad a través de una contratación con los consumidores de electricidad.

Estas empresas comercializadoras no necesitan disponer de redes eléctricas propias para entregar la electricidad, ya que se ocupan, de las relaciones contractuales, en términos económicos y legales, con los clientes: condiciones de contratación del suministro, facturación, cobro, otros servicios, etc.

Además, las empresas comercializadoras deben fomentar el uso racional de la energía, exigiendo a los clientes que sus instalaciones cumplan con las condiciones técnicas y de uso adecuadas, a fin de que su utilización no perjudique la calidad de servicio de otros consumidores.

No obstante, la Ley prohíbe expresamente que un agente que ejerce en el sistema actividades reguladas (es decir, transporte o distribución) pueda realizar también actividades en régimen de competencia (generación o comercialización). Unas y otras han de ser ejecutadas por empresas jurídicamente diferentes. Sí permite, en cambio, que una empresa que realiza actividades reguladas y otra que lleva a cabo actividades no reguladas pertenezcan a un mismo grupo de empresas, y también que una misma sociedad lleve a cabo las dos actividades no reguladas, es decir, generación y comercialización.



El Sector Eléctrico cotiza en bolsa.

94. ¿Cuáles son los agentes principales que actúan en el Sistema Eléctrico?

El número de entidades y empresas que juegan un papel relevante en el funcionamiento del sistema eléctrico es más numeroso que en el pasado. Esto se debe a las nuevas características del sistema como: la capacidad que tienen los consumidores de elección de suministrador; la libertad de instalación para las nuevas centrales; la creación de nuevos órganos de gestión y regulación del sistema; la liberalización de los intercambios internacionales de electricidad; la separación entre las actividades de transporte y distribución (reguladas) de las de generación o comercialización (totalmente liberalizadas), etc.

Los agentes principales que actúan en el sistema eléctrico actual son, los siguientes:

- *Los agentes productores* de energía eléctrica, cuya función es generar energía eléctrica para entregarla al Mercado de Producción, y por tanto, deberán construir, operar y mantener las instalaciones necesarias para ello.
- *Los agentes productores del "régimen especial"*. Son titulares de instalaciones de potencia no superior a 50 MW que generan electricidad a partir de sistemas de cogene-

Al corriente de la electricidad

ración, energías renovables, residuos, etc. y que tienen una normativa específica. La energía procedente de estas instalaciones está excluida de las reglas de competencia del Mercado de Producción, ya que ha de ser integrada obligatoriamente en el sistema sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas competitivas de dicho mercado. Además, en la mayoría de los casos, tienen un precio primado para fomentar su desarrollo.

- Entre estos agentes se encuentran los autoprodutores, que son empresas de otras ramas de la industria que poseen plantas de producción para cubrir, fundamentalmente, sus propias necesidades energéticas. Deben estar autorizados para entregar al sistema la energía excedentaria que generen con dichas plantas.
- *Los agentes externos*, es decir, sujetos de sistemas eléctricos extranjeros que venden o compran electricidad del Sistema Eléctrico español, en el marco de la liberalización de los intercambios internacionales de energía eléctrica.
- *Las empresas distribuidoras*. Empresas cuya función principal es distribuir la energía eléctrica y deben desarrollar, operar y mantener las instalaciones necesarias para tal fin. Asimismo, pueden vender electricidad a los consumidores finales que optan por la *tarifa regulada* o a otras empresas distribuidoras.
- *Las empresas comercializadoras*. Empresas encargadas de vender energía eléctrica a los consumidores finales que optan por esta alternativa o a otros agentes cualificados del sistema (empresas generadoras, distribuidoras u otras comercializadoras).
- *Los consumidores*. Actualmente todos los clientes finales, más de 25 millones, tienen reconocida su capacidad para elegir el suministrador de la electricidad que consumen. También pueden optar por pagar la electricidad de acuerdo con lo fijado en la tarifa regulada establecida por la Administración.

Esquema de transacciones en el mercado de Electricidad



Fuente: OMEL.

Nota: También pueden realizar contratos bilaterales los agentes productores con agentes externos compradores, y los agentes externos vendedores con los consumidores, así como agentes externos vendedores y compradores entre sí.

111 preguntas y respuestas

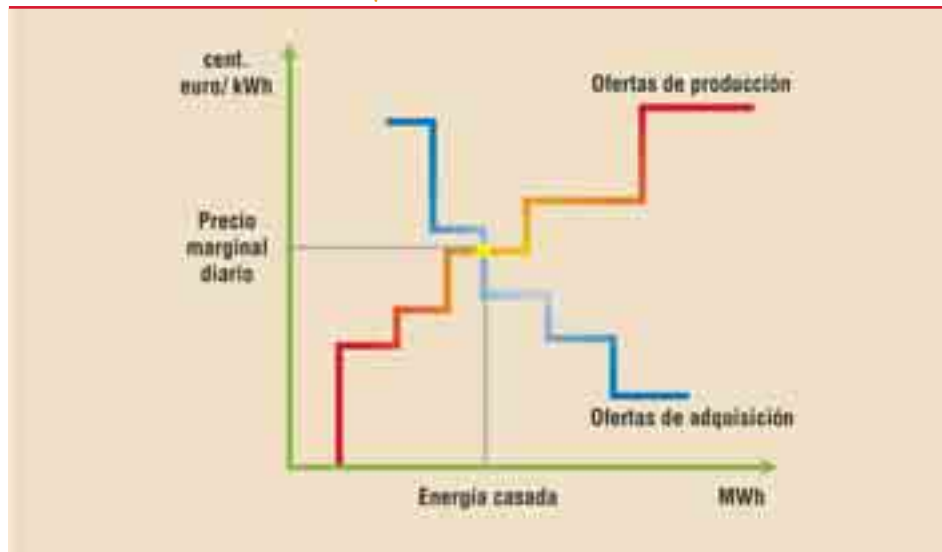
- *Los órganos de gestión: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema.* Son los organismos encargados de la gestión económica y técnica del sistema, respectivamente. La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) es responsable de la gestión económica de la generación, mientras que Red Eléctrica de España (REE) está encargada de la gestión técnica del sistema.
- *La empresa gestora de la red de transporte,* Red Eléctrica de España, está también encargada de la expansión, operación y mantenimiento de las líneas, transformadores, etc. de tensión igual o superior a 220 kV, así como de las interconexiones internacionales y de las que puedan establecerse en el futuro en los sistemas insulares de nuestro país.
- Finalmente, *los órganos reguladores del sistema.* Fundamentalmente son la Administración General del Estado, a través del Ministerio responsable en materia energética y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Asimismo, las Comunidades Autónomas van adquiriendo una participación cada vez mayor en el desarrollo y funcionamiento del sistema eléctrico. En el ámbito de la operación de las centrales nucleares, el Consejo de Seguridad Nuclear es el organismo encargado de velar por la seguridad de esta actividad.

Un esquema del flujo de transacciones que son posibles entre los agentes el sistema en el mercado de electricidad viene reflejado en el gráfico.

95. ¿Qué es el Operador del Mercado (OMEL)?

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) es el *Operador del Mercado* que gestiona la "casación" de las ofertas y las demandas en el Mercado de Producción de electricidad. En primer lugar, OMEL recibe las "ofertas" de venta de

Mercado diario: Curvas de Oferta y Demanda



Fuente: OMEL.

energía que formulan, para cada hora del día siguiente, los productores de electricidad que operan en el sistema. Asimismo, recibe las "demandas" de energía que realizan los agentes del sistema autorizados para ello.

OMEL selecciona para cada hora del día siguiente la entrada en funcionamiento de las unidades de generación, empezando por las que han comunicado las ofertas de energía más baratas, hasta cubrir la totalidad de la demanda. A partir de estas "casaciones", teniendo en cuenta los contratos físicos bilaterales suscritos entre agentes cualificados y los intercambios internacionales de electricidad, elabora un "programa diario base" de funcionamiento del sistema, que comunica al *Operador del Sistema* para tener en cuenta las restricciones técnicas de la red de transporte.

Asimismo, el Operador del Mercado determina los precios finales resultantes para cada hora, e informa a los agentes de las liquidaciones de cobros y pagos que, como consecuencia de dichos precios tienen que hacerse entre ellos. Además, ha de poner a disposición de los agentes del sistema toda la información relativa a las ofertas y demandas casadas y no casadas en cada sesión horaria y publicar en los medios de difusión nacional toda la información de interés general.

Para supervisar el funcionamiento de la gestión realizada, existe un *Comité de Agentes del Mercado*. Sus funciones primordiales son comprobar los procesos de casación y liquidación del Mercado de Producción, asesorar a OMEL y proponer las medidas regulatorias que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo. El Comité de Agentes del Mercado está integrado por representantes de los diversos agentes que operan en el sistema (productores, distribuidores, comercializadores, generadores en régimen especial y consumidores cualificados), al Operador del Mercado y al Operador del Sistema.

OMEL es una sociedad mercantil en la que a fin de garantizar su neutralidad e independencia, ningún accionista puede poseer más de un 5% del capital social; además, la suma de las participaciones directas o indirectas de los agentes que llevan a cabo actividades eléctricas no pueden superar el 40% del mismo.

96. ¿Red Eléctrica de España (REE) es el Operador del Sistema?



Centro de control del Operador del Sistema para la gestión del transporte eléctrico.

Red Eléctrica de España (REE), además de la red de transporte de alta tensión en España, es el *Operador del Sistema*. Por tanto, está encargado de garantizar una correcta coordinación del sistema de producción y transporte de electricidad, a fin de asegurar la calidad y la seguridad en el suministro de energía.

El Operador del Sistema elabora el funcionamiento diario de las instalaciones de producción de electricidad a partir del

“programa diario base” elaborado por el Operador del Mercado. Para ello, ha de tener en cuenta las restricciones técnicas existentes en la red de transporte que pueden obligar a efectuar modificaciones en la “casación” de ofertas y demandas de energía.

Asimismo, gestiona los programas de intercambios internacionales de electricidad con otros países que son necesarios para mantener o incrementar la seguridad y calidad del suministro.

Tiene también que informar de la capacidad de transporte e interconexión del sistema eléctrico, así como de las necesidades de interconexión con otras redes eléctricas; analizar las nuevas solicitudes de conexión a la red y limitar el acceso a ésta cuando no se disponga de capacidad suficiente o existan riesgos para la seguridad del suministro; y establecer, en coordinación con los agentes del sistema, planes de maniobra para garantizar la reposición del servicio en caso de interrupciones.

Como puede deducirse fácilmente, el Operador del Mercado y el Operador del Sistema han de funcionar con un elevado grado de coordinación. Esto es de especial importancia para resolver adecuadamente las situaciones que se presenten en el funcionamiento del sistema eléctrico.

97. ¿Qué son las empresas comercializadoras?

Una base muy importante del nuevo sistema de funcionamiento del sector es la liberalización de la actividad de comercialización, es decir, de todo lo relacionado con la contratación del servicio eléctrico a los consumidores. La comercialización está considerada en la Ley del Sector Eléctrico como una actividad con naturaleza propia, al igual que la generación, el transporte y la distribución.

La liberalización de la actividad de comercialización ha permitido la creación de un nuevo tipo de empresas, las comercializadoras, dedicadas exclusivamente al suministro de electricidad a través de la contratación con los consumidores.

Estas empresas no necesitan disponer de redes de distribución propias para el suministro de electricidad, y se ocupan fundamentalmente de las relaciones con los clientes: contratación de las condiciones del suministro, facturación, cobro, servicios de asesoramiento, etc.

Además, las empresas comercializadoras deben fomentar el uso racional de la energía y pondrán en práctica los planes de gestión de la demanda que apruebe la Administración. Asimismo, pueden exigir a sus clientes el que sus instalaciones cumplan con las condiciones técnicas y de uso adecuadas, a fin de que su utilización no perjudique la calidad del servicio de otros consumidores.

98. ¿Qué función tienen las Administraciones Públicas?



Ministerio de Economía. Madrid.

Desde el punto de vista ejecutivo, la responsabilidad máxima en materia de regulación del sistema eléctrico la ejerce la *Administración General del Estado*, a través del Ministerio competente en materia energética, a quien la nueva legislación define como el "Órgano Regulador Principal" del sistema. Algunas de las responsabilidades más importantes que la Ley del Sector Eléctrico le encomienda son:

- Establecer la regulación básica de las actividades eléctricas.
- Regular el funcionamiento del Mercado de Producción de electricidad y los mercados que puedan derivarse de él.
- Autorizar las nuevas instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma.
- Fijar la tarifa eléctrica regulada y los peajes por el uso de las redes.
- Establecer los requisitos mínimos de calidad y seguridad del suministro.

Asimismo, la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) es un organismo consultivo en materia energética adscrito a la Administración General del Estado y que tiene como objetivo "velar por la competencia efectiva en el sistema y por su objetividad y transparencia, en beneficio de todos los sujetos que operan en él y de los consumidores".

Respecto a las *Comunidades Autónomas*, el sistema eléctrico español les reconoce y concede competencias significativas. Entre ellas, se encuentra el desarrollo reglamentario de la Ley del Sector Eléctrico en el ámbito de competencia de cada comunidad, la inspección de las instalaciones eléctricas cuando su funcionamiento no afecte a otra comunidad autónoma, etc. También tienen un elevado nivel de participación en la promoción de instalaciones de cogeneración y energías renovables, en la elaboración de planes de ahorro y eficiencia energética y en el nivel de calidad del servicio en su ámbito territorial.

99. ¿Qué es la Comisión Nacional de Energía (CNE)?

La Comisión Nacional de Energía es un organismo consultivo en materia energética perteneciente a la Administración General del Estado, y que tiene como función “velar por la competencia efectiva en el sistema y por su objetividad y transparencia, en beneficio de todos los sujetos que operan en él y de los consumidores”.

Puede obtenerse información interesante sobre asuntos de su competencia en la página web <http://www.cne.es>.



100. ¿Qué es el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)?

El Consejo de Seguridad Nuclear es el organismo responsable de velar por la Seguridad Nuclear y la Protección Radiológica en España. Fue creado en 1980 como un ente de Derecho Público independiente de la Administración del Estado.

En lo referente al Sector Eléctrico, el Consejo de Seguridad Nuclear está obligado por su Ley de fundación a informar anualmente al Parlamento de la Nación sobre el funcionamiento del parque nuclear, así como de los incidentes más importantes acaecidos en el periodo correspondiente. Asimismo, el CSN debe emitir informes al Ministerio responsable de la política energética, sobre la concesión de autorizaciones previas, de construcción, explotación y clausura de las instalaciones. Estos informes son vinculantes (obligatorios) cuando tienen carácter negativo o denegatorio de una concesión. Son, asimismo, vinculantes en lo relativo a las condiciones que establecen cuando tienen carácter positivo.

El Consejo realiza toda clase de inspecciones en las instalaciones nucleares y radiactivas durante la fase de construcción, con facultad para paralizar las obras en caso de que lo juzgue necesario. También es de su competencia la inspección y control de las instalaciones en operación, teniendo asimismo capacidad para paralizar su funcionamiento si estimara que existe un riesgo indebido de continuar la operación.

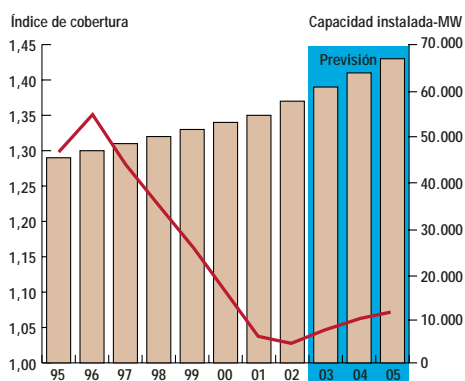
Para más información sobre sus actividades consultar la página web <http://www.csn.es>.



101. ¿Está garantizado el suministro de electricidad en España?

La Ley del Sector Eléctrico señala que “todos los consumidores tendrán derecho al suministro de energía eléctrica en el territorio nacional, en las condiciones de calidad y seguridad que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, con la colaboración de las Comunidades Autónomas”.

Evolución del margen de reservas



Fuente: REE y Endesa.

El sistema se basa en el funcionamiento de un mercado liberalizado y competitivo, en el que los poderes públicos no actúan directamente, pero ejercen una supervisión a través de entidades y mecanismos claramente definidos, destinada a garantizar el adecuado funcionamiento de las reglas de dicho mercado.

Así, por ejemplo, la Ley autoriza al Gobierno a que adopte las medidas necesarias para garantizar el suministro eléctrico en caso de riesgo grave, como podría ser la falta de disponibilidad de una o varias fuentes de energía, o circunstancias excepcionales en las que pueda estar en peligro la integridad física de personas o instalaciones.

Pero para poder llevar a la práctica todo esto, es necesario que las señales económicas enviadas al sistema sean las adecuadas. Hay que tener en cuenta que el desarrollo económico y la consecución de un mayor bienestar hacen que el consumo de electricidad vaya aumentando año tras año. Así, por ejemplo, en 1996-2001 la demanda de electricidad en España se ha incrementado en más de un 30%, por encima de las previsiones realizadas. Además, la demanda de potencia en las horas punta ha crecido aun más rápidamente que la demanda de energía (un 44% frente al 30% indicado).

Mientras que la demanda de potencia iba creciendo, no lo hacía en la misma proporción la oferta, de forma que el índice de cobertura ha disminuido durante los años 1996-2001, seguramente hasta límites que pueden considerarse críticos (ver gráfico). Así, por ejemplo, durante algunos días del mes de diciembre de 2001, en que coincidió una hidraulicidad muy baja junto con excepcionales condiciones climáticas (ola de frío), el sistema español no pudo suministrar toda la demanda peninsular.

Conviene señalar en este punto los grandes problemas de suministro de electricidad que han tenido últimamente otros países desarrollados como Estados Unidos (en California y en Nueva York), Dinamarca, Inglaterra, Italia, etc.

Por todo ello, las empresas eléctricas de UNESA iniciaron un nuevo ciclo inversor, incrementando sus parques de generación para atender unas necesidades de demanda crecientes, de acuerdo con las previsiones de planificación indicativa aprobadas por el Gobierno en octubre de 2002.

Las bases del desarrollo eléctrico en España durante la década presente pasan por el fomento de las energías renovables, fundamentalmente la energía eólica y la utilización de gas natural para nuevas centrales de ciclo combinado. Asimismo, se han de acometer inversiones en las redes de transporte y de distribución que permitan la evacuación de la energía generada en las nuevas centrales y que mantengan el nivel adecuado de seguridad y calidad en el sistema.

En suma, España tiene un mercado eléctrico liberalizado y competitivo en el cual los poderes públicos, además de ejercer una supervisión compatible con los criterios de mercado, deben fijar un marco regulatorio suficientemente estable y transparente que permita atraer a los inversores para el desarrollo de nuevas estructuras que garanticen el derecho de los consumidores a recibir un suministro de electricidad en condiciones adecuadas de garantía y calidad de servicio.

102. ¿Cuál es la calidad de servicio en el Sector Eléctrico español?

La calidad del servicio es, lógicamente, un factor muy importante del funcionamiento del Sector Eléctrico. Por ello, las empresas eléctricas han dedicado siempre importantes recursos y esfuerzos para alcanzar un buen grado de satisfacción de los consumidores.

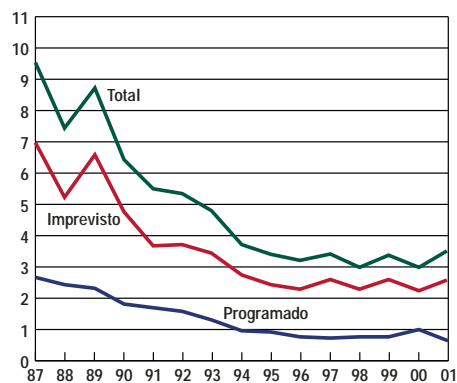
En la normativa actual se distinguen tres aspectos en la calidad del servicio:

- *Continuidad de suministro*, relativa al número y duración de las interrupciones de suministro ("apagones").
- *Calidad de producto*, relativa a las características de la onda de tensión.
- *Calidad de atención y relación con el cliente*, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, comunicación, etc.

La continuidad de suministro se mide internacionalmente mediante dos parámetros: el TIEPI y el NIEPI. Se definen, respectivamente, como el tiempo en horas de interrupción del servicio referido a la potencia instalada en media tensión (TIEPI), y el número de interrupciones equivalentes de esta misma potencia (NIEPI). Se tienen en cuenta para su cálculo las interrupciones de suministro de más de tres minutos

En el gráfico puede observarse la evolución positiva que ha venido experimentando el valor del TIEPI a nivel de todo el territorio nacional, para el período 1987-2001. Sólo en los años 1999 y 2001, en los que algunas comunidades se vieron afectadas

Evolución del TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de La Potencia Instalada) (Horas/año)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2001.

tadas por fenómenos atmosféricos o incidencias de carácter extraordinario, se ha roto la tendencia continuada de mejora del servicio.

Referente a la calidad del producto, el actual reglamento prevé los valores máximos y mínimos de la tensión de suministro, al tiempo que contempla la necesidad de que los usuarios adopten medidas para evitar perturbaciones en sus instalaciones que puedan afectar a otros consumidores cercanos.

Puede señalarse, por tanto, que en el tema de la calidad de servicio están involucrados varios agentes del sistema:

- Las *empresas distribuidoras* de electricidad, que deben adoptar las soluciones necesarias para garantizar el suministro con los niveles de calidad fijados por la normativa existente. Para ello deben realizar las inversiones necesarias, así como el correcto mantenimiento de sus instalaciones.
- Estas inversiones deben, por otra parte, estar compensadas con una retribución adecuada y por ello, la *Administración Central* responsable del establecimiento de la tarifa eléctrica y las *Administraciones Autonómicas*, responsables de velar por el cumplimiento de la normativa, tienen también un papel importante que jugar en este tema.
- La *Comisión Nacional de Energía*, como ente regulador, debe asesorar adecuadamente a la Administración Central para la fijación del ingreso de las empresas distribuidoras y supervisar el cumplimiento de los niveles de calidad dados.
- Los propios *consumidores* juegan también un papel importante en este campo, puesto que hay clientes industriales con procesos de producción que pueden alterar significativamente la calidad de la onda de energía que reciben otros clientes próximos a ellos.
- Algunos productores del Régimen Especial pueden distorsionar de forma significativa la operación de la red de distribución en los puntos donde evacuan su producción.

Una conclusión importante es que para conseguir una buena calidad de suministro en un sistema eléctrico es conveniente establecer una buena relación entre todos los agentes implicados, es decir, entre fabricantes de equipos e ingenierías, empresas eléctricas y clientes, administraciones públicas, etc. dada la problemática tan compleja de este tema.

103. ¿Cuáles son los precios de la electricidad en España?

Los precios de la electricidad en España son muy variados pues dependen no solamente del tipo de consumo del cliente, sino también de la opción que éste haya tomado sobre la forma de suministro.

Al ser libre de elegir la compañía de suministro de energía en nuestro mercado, el consumidor puede elegir una de las alternativas siguientes:

- a) Contratar el suministro de electricidad a través de un *comercializador* y acordar libremente con éste el *precio del servicio* prestado (coste de la electricidad, asesoramiento energético, etc.).

b) Acogerse a los precios de las *tarifas eléctricas integrales*, fijadas anualmente por el Gobierno. Estos precios varían en función del tipo de consumo, y hay diversas deducciones (ver pregunta 104).

c) Si su volumen de consumo es suficientemente importante podría interesarle acudir directamente al sistema de ofertas del *Mercado de Producción*, es decir, formulando sus demandas de energía para cada período horario; pagará el precio resultante de acuerdo con el funcionamiento de este mercado. Además, deberá abonar una tarifa por los conceptos de uso de las redes de transporte y distribución (*tarifas de acceso* que también son fijadas por el Gobierno).

d) Asimismo puede adquirir la electricidad directamente a una empresa productora a través de un *contrato físico bilateral*, sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas del Mercado de Producción. En tal caso, el consumidor deberá pagar, además del precio de la energía libremente acordado entre ambas partes, el coste de la garantía de potencia y las tarifas de acceso correspondientes.



El precio de la electricidad depende de varios factores.

104. ¿Qué son las tarifas eléctricas integrales?

Las *tarifas eléctricas integrales* fijan los precios de la electricidad que se aplican a cada tipo de consumo, y se aplican al consumidor que no quiere ejercer su derecho de contratar con un comercializador o acudir directamente al Mercado de Producción.

De acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico (1997), estas tarifas son fijadas anualmente por el Gobierno e incluyen en su estructura los siguientes conceptos de coste:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará de acuerdo con el precio medio previsto del kilovatio hora en el Mercado de Producción, durante el período que reglamentariamente se determine.
- Los costes de peaje que correspondan por el transporte y la distribución de energía eléctrica.
- Otros costes del sistema, como son los de comercialización, moratoria nuclear, etc.

Estas tarifas eléctricas tienen estructura binomia, es decir, están integradas por dos elementos: un término de potencia, de acuerdo con el cual el cliente paga una cantidad por cada kW de potencia contratada; y un término de energía, según el cual paga un precio por cada kWh consumido. El precio final es el que resulta de la aplicación de ambos términos.

En la actualidad hay 28 tipos de tarifas en función de la tensión y de las horas de utilización. Además existen descuentos a los que pueden acogerse los consumidores por diversos conceptos, como son los consumos en horas nocturnas, rebajas por interrumplibilidad, estacionalidad, etc.

Al corriente de la electricidad

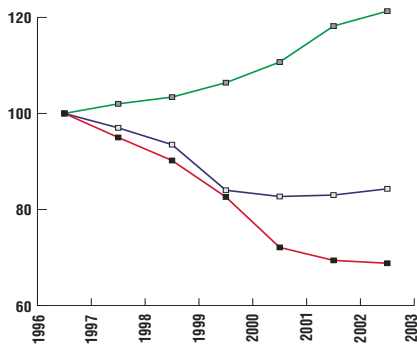
Las tarifas eléctricas integrales son únicas para todo el territorio nacional, sin perjuicio de que tengan suplementos territoriales en el caso de que las actividades eléctricas sean gravadas con tributos de carácter autonómico y local.

Como es sabido, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores de electricidad en España pueden elegir a su suministrador de electricidad. No obstante, parece recomendable mantener cierta cautela a la hora de hacer desaparecer la tarifa integral. Por ello, no existe previsión para la desaparición de las tarifas integrales de baja tensión que comprende el 99,6% de los 25 millones de clientes existentes en el año 2003 en el mercado eléctrico español. Por el contrario, sí está fijada la fecha del 1-1-2007 para la desaparición de las tarifas integrales de alta tensión.

El precio medio de la electricidad ha venido bajando en términos constantes de manera continuada durante los últimos años, de tal forma que la variación acumulada de las tarifas en términos reales ha sido una reducción del 44,5% en el periodo 1993-2003. Dicho de otra manera las tarifas eléctricas han crecido en España 44,5 puntos menos que el Índice de Precio al Consumo (IPC), desde el año 1993. (Ver gráfico adjunto).

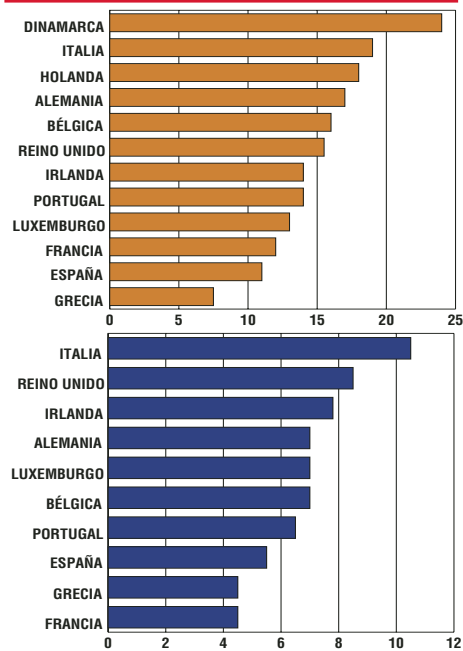
Finalmente, si se quiere comparar el precio medio resultante del kWh en España (con tarifas integrales) con el de otros países de la UE, es preciso advertir antes que nada la dificultad que un análisis serio de este tipo conlleva, dados los numerosos factores que influyen en la determinación de los precios eléctricos de cada país. No obstante, EURO-STAT (oficina estadística de la UE) publica una comparación del precio de la electricidad en los países de la UE, en base a la definición de consumos tipo. En esta comparación del año 2003, puede afirmarse, con carácter general, que la continuada tendencia

Evolución de la tarifa media y del IPC desde 1996



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Precios de la electricidad para usos domésticos con tarifa nocturna (cent €/kWh)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

a la moderación de los precios eléctricos españoles que ha tenido lugar en los últimos años ha permitido mejorar de forma significativa la situación de España con respecto al resto de los países de la Unión Europea. Por ello, puede afirmarse que los precios medios de la electricidad en España en el 2003 están en la banda baja de los precios de los países de la UE. (Ver gráficos anexos).

105. ¿Cuál es la cifra de negocios (facturación) del Sector Eléctrico español?

En el año 2003, la cifra de negocios de las actividades eléctricas nacionales correspondientes a las empresas asociadas en UNESA, ascendió a 15.639 millones de euros. La producción y distribución de estas sociedades suponen aproximadamente el 80% del total de España.

La evolución de esta cifra a lo largo del periodo 1991-2003 se presenta en la Tabla VI.1 adjunta.

La bajada de tarifas eléctricas registradas en los últimos años, es compensada en parte, por los incrementos del consumo eléctrico, de ahí la variación existente en las cifras registradas en los últimos ocho años.

Por otra parte, la deuda financiera de las actividades eléctricas desarrolladas por las empresas de UNESA era, a 31 de diciembre de 2003, de 18.823 millones de euros, debido al intenso proceso inversor de los últimos años.

Tabla VI.1
Evolución de la cifra de negocios de las empresas de UNESA (*)

Año	Millones de euros	Variación s/año anterior (%)
1991	10.772	—
1992	11.303	4,9
1993	11.537	2,0
1994	12.138	5,2
1995	12.692	4,5
1996	13.043	2,7
1997	13.102	1,4
1998	11.915	-9,1
1999	12.587	5,6
2000	13.096	4,0
2001	13.683	4,5
2002	15.574	13,8
2003	15.639	0,4

Fuente: Memorias Estadísticas Eléctricas UNESA.

(*) Están referidas solamente a las actividades eléctricas nacionales.

106. ¿Cuántas personas trabajan en el Sector Eléctrico español?



Para el mantenimiento de las grandes redes de transporte se utilizan helicópteros que mejoran la eficacia.

El número medio de empleados directos en las actividades eléctricas nacionales de las empresas asociadas en UNESA es de aproximadamente 25.700 personas, que suponen del orden del 80% del total de trabajadores del Sector Eléctrico español.

En el año 2003, el reparto por actividades es el siguiente: el 40% trabajan en la actividad de generación, el 53% en transporte y distribución y el resto, 7%, en comercialización. Naturalmente esta

estructura está evolucionando en el tiempo de acuerdo con el desarrollo que tenga cada una de las actividades

Además, conviene señalar que el Sector Eléctrico genera un importante volumen de empleo indirecto debido a la construcción de nuevas instalaciones de producción, transporte y distribución de electricidad (ingeniería, diseño y montaje) y además, de los servicios derivados del mantenimiento de todos los equipos y de otras actividades, como son la lectura de contadores, actividades comerciales relacionadas con la electricidad, etc.

107. ¿Quiénes son los propietarios de las empresas eléctricas españolas?

La propiedad de las empresas eléctricas asociadas en UNESA está en manos de cientos de miles de accionistas, bien directamente o de forma indirecta, a través de fondos de inversión y de pensiones. Además participan las principales entidades financieras españolas, y prestigiosas instituciones internacionales.

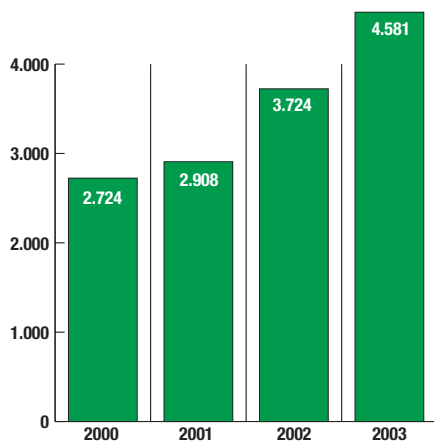
Es muy complicado hacer un análisis pormenorizado de la estructura del accionariado de las empresas eléctricas españolas, ya que la globalización de los mercados conduce a continuos cambios motivados por adquisiciones, fusiones, o alianzas que de un día a otro hacen variar la composición del accionariado.

Al cierre del ejercicio 2003, puede estimarse que el 24,5% del volumen total de las acciones del sector estaban en manos de personas físicas cuyas motivaciones inversoras están más relacionados con las rentabilidades que con la toma de control de la sociedad. El 75,5% restante de las acciones eran propiedad de inversores institucionales que ejercen el dominio sobre las sociedades o se posicionan en los distin-

tos mercados con fines estratégicos. Algo menos de la mitad de estos inversores (27,2%) están domiciliados en el territorio español, mientras que el resto (39,4%), eran instituciones con domicilio social fuera de España. (Ver gráfico)

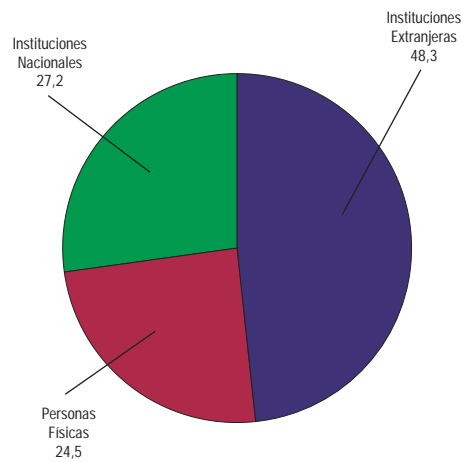
Una parte importante de estas inversiones institucionales son Fondos de Inversión y Fondos de Pensiones que gestionan los ahorros de las personas físicas, las cuales dejan en manos de los gestores profesionales de los Fondos las decisiones para la gestión de sus ahorros con el fin de obtener, de esta forma, un mejor rendimiento.

Volumen de contratación del Sector Eléctrico (Millones de títulos)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

Estructura accionarial del Sector Eléctrico español (%)



Fuente: Memoria Estadística Eléctrica UNESA. 2003.

108. ¿Existe un Mercado Único de Electricidad en Europa?

La política energética comunitaria se basa, fundamentalmente, en una mejora medio ambiental del sistema energético y en la creación de un Mercado Único Europeo en esta materia, de forma que mediante la introducción de la competencia y la liberalización de las distintas actividades encuadradas en el ámbito de la energía, se produzca una reducción de los precios energéticos.

Para ello, la UE ha publicado, con este objetivo, diversas Directivas, como son las relativas al "Tránsito de electricidad por las grandes redes"; y fundamentalmente, la referente a "Normas comunes para el mercado interior de electricidad". Los plazos de apertura definidos en estas Directivas, determinan las actuaciones para su transposición a las legislaciones de los estados miembros, por las que los derechos de libre elección de suministro en todo el ámbito de la Unión son otorgados gradualmente a un número creciente de consumidores.



Dirección General de Energía y Transporte. Bruselas.

La estrategia europea para el abastecimiento energético, considera que el establecimiento del *Mercado Interior de la Energía* es un componente fundamental para la seguridad del suministro energético. El funcionamiento de este enorme mercado de electricidad (ahora ampliado a 25 países), deberá tener progresos significativos a corto plazo, dado el grado de convergencia que a este respecto tienen el Consejo Europeo, el Parlamento Europeo y la Comisión.

En la práctica se ha conseguido que, en 2002, los dos tercios de la demanda de electricidad estén abiertos a la compe-

tencia a escala comunitaria, habiendo bajado los precios eléctricos de forma notable.

Los impulsos dados últimamente a este proceso por parte de la Comisión y el Parlamento europeo y sobre todo, por el Consejo Europeo de Barcelona en el año 2002 (reforzando, entre otras medidas, las interconexiones eléctricas entre los países) hará que, a escala comunitaria, quede abierto totalmente el mercado para los clientes empresariales en breve.

En el verano de 2003 se aprobó una modificación de la directiva eléctrica y se estableció que en el 2007 tendrán derecho a elegir suministrador todos los ciudadanos de la UE.

En resumen actualmente todavía no se puede hablar de la existencia de un Mercado Único en Europa como una realidad, sino como un objetivo a medio plazo para el cual es necesario proseguir con la liberalización de los distintos sistemas eléctricos que lo componen, incluidos los de los diez nuevos países, que no están ni mucho menos igual de abiertos en todas las naciones. Es necesario además aumentar el grado de interconexión de las distintas redes nacionales.

109. ¿Qué es el Mercado Ibérico de la Electricidad?

En la actualidad, con el aumento del tamaño de los mercados, un aspecto reseñable es la promoción de un Mercado Ibérico de Electricidad (seguramente más adelante se hará también para el gas). El logro de tal mercado no está exento de dificultades, dadas las desigualdades entre los procesos de liberalización llevados a cabo en España y Portugal.

El acuerdo, firmado en el 2001 por los Ministros responsables de la energía de ambos países, tiene como objetivo la entrada en funcionamiento de un mercado eléctrico conjunto entre los dos países, basado en los principios de competencia, transparencia, objetividad y eficiencia.

111 preguntas y respuestas

Entre los criterios base aprobados, resulta importante mencionar:

- Creación de un mercado único basado en un mercado a plazo, un mercado "spot", y la posibilidad de negociación bilateral restringida, en donde los agentes de ambos países deben poder participar en condiciones de igualdad.
- La creación de un Operador del Mercado Único (OMI) con dos polos, uno en Lisboa encargado del mercado a plazo y otro en Madrid encargado de los mercados diarios.
- La coordinación de ambos países en el seno de la UE a fin de promover el desarrollo de las redes transeuropeas.
- Favorecer el desarrollo de las interconexiones eléctricas entre España y Portugal con un calendario fijado.
- Promover que los operadores del sistema coordinen la planificación y la expansión de las redes de transporte mediante el intercambio regular y fluido de información.

Este mercado abastecerá, por tanto, a una población de más 50 millones de habitantes, con más de 30 millones de clientes.

Deberán tenerse en cuenta las diferencias existentes entre ambos sistemas, como son las estructuras del mix de generación (la hidráulica en Portugal es mayor), el nivel de liberalización alcanzado o el grado de concentración empresarial, diferencias en el marco de la situación regulatoria, etc.

Un punto fundamental será también la ampliación de la interconexión entre ambos sistemas, cuya previsión está recogida en el gráfico. Son conocidas las dificultades de todo tipo que conlleva el desarrollo de estas infraestructuras.

Interconexión Portugal-España. Previsión de desarrollo



Fuente: REE (año 2002).

110. ¿Cómo influirán las políticas ambientales en el desarrollo futuro del Sector Eléctrico?

Las políticas ambientales implantadas en la actualidad y las que se vayan tomando como concreción de los objetivos internacionales de consecución del desarrollo sostenible y de protección del medio ambiente tendrán una influencia decisiva en el desarrollo del Sector Eléctrico.

Ya hoy en día las decisiones de inversión en instalaciones, sean del tipo que sean, vienen respaldadas por un análisis exhaustivo del encaje futuro de la instalación en el marco regulatorio ambiental y en la política ambiental de la empresa. A medida que avanza el conocimiento, y que las políticas y medidas ambientales se vuelven más estrictas, se van desarrollando instrumentos novedosos que son capaces de ayudar a integrar la gestión ambiental con la gestión tradicional de la empresa. Estos instrumentos son cada vez más comunes y sofisticados. Como ejemplo importante cabe destacar la creación del Mercado Europeo de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero que comenzará a funcionar el 1 de enero de 2005 y que supone un gran reto tanto para las Administraciones Públicas como para las empresas.

Este mercado es un instrumento ambiental que persigue reducir las emisiones de gases de efecto invernadero desde una perspectiva global, permitiendo que se acometan las reducciones allí donde sea más barato, mediante la compra-venta de los derechos de emisión una vez asignados derechos a cada instalación eléctrica afectada.

La gestión de los derechos asignados obliga a las empresas eléctricas de UNESA a integrar un objetivo ambiental en la estructura y estrategia empresarial, marcando de forma importante el modelo de desarrollo futuro.

111. ¿Cómo se están adaptando las empresas eléctricas españolas al nuevo marco regulador?

Las empresas eléctricas de UNESA promocionaron, desde el principio, la introducción del nuevo modelo de liberalización del Sector Eléctrico en España, mediante la firma del Protocolo Eléctrico en 1996.

Posteriormente, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 fijó los principios básicos del nuevo marco regulador, el cual ha supuesto un cambio estructural muy importante, determinado por la desregulación y apertura de los mercados, la innovación tecnológica y la penetración de nuevas formas de energía primaria. Las empresas eléctricas, al igual que el resto de los agentes del sistema, están realizando un esfuerzo enorme para adaptarse al mismo, haciendo posible que la misión de suministrar electricidad en todo el territorio nacional con un servicio de calidad adecuado se esté cumpliendo de forma satisfactoria.

Pero no hay que olvidarse que para asegurar este suministro, es necesario que las señales económicas enviadas al sistema sean las adecuadas en todo momento. Aunque, en

un mercado liberalizado, los incentivos a la inversión deben venir determinados por las expectativas ofrecidas por el propio mercado, el hecho de que una parte sustancial de las actividades eléctricas esté sujeta a regulación, hace que las tarifas eléctricas sigan jugando un papel esencial en las decisiones de inversión de las sociedades. Por lo tanto, el marco regulatorio establecido deberá ser claro, previsible y estable para que ofrezca confianza a los agentes económicos en la toma de sus decisiones empresariales.

Por otra parte, el ámbito comunitario acaba de ser ampliado a 25 países en el 2004, por lo que la escala del mercado eléctrico es muy grande. Pero el establecimiento del Mercado Interior de la Energía no está exento de importantes dificultades, básicamente derivadas de la necesaria homogeneización de los sistemas energéticos en los países de la Unión Europea (posibilidad de elección del suministrador por parte de los consumidores, requerimiento de servicio público, grado de segregación de las actividades, etc.) y de las reglas del mercado, ya que éstas son aún bastante dispares.

En definitiva, la posición de las empresas eléctricas de UNESA es clara, tanto en el marco español como en el contexto europeo: apoyar las acciones encaminadas a asegurar el suministro eléctrico futuro en base a fuentes diversificadas, en un mercado liberalizado y con un marco regulatorio que permita atraer la realización de nuevas inversiones. Es importante por ello que las Administraciones Públicas promuevan acciones que permitan agilizar los trámites administrativos para el desarrollo de nuevas infraestructuras energéticas, ganándose la aceptación social a través de una información abundante, transparente y objetiva.

Bibliografía

Bibliografía

- Memorias Estadísticas de UNESA.
- UNESA- 313 Preguntas y Respuestas.
- La Industria Eléctrica y el Medio Ambiente - UNESA - 2000.
- Club Español de la Energía y UNESA. El mercado eléctrico ante el 2003 - Año 2002.
- Informes anuales de Carbunión.
- El Sector Energético - Revista del Colegio de Ingenieros de Caminos - Año 2000.
- Plan de Fomento de Energías Renovables. Ministerio de Industria e IDAE.
- 222 Cuestiones sobre la Energía - Foro Nuclear - Año 2001.
- Medio Ambiente y Electricidad. Instituto de la Ingeniería de España. Ministerio de Industria y Energía - Diciembre, 1999.