

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003
GARANTÍA DE SUMINISTRO Y EFICIENCIA

Javier de Quinto Romero
Vicente Gil Sordo

A Victoriano Reinoso y Reino, in memoriam

Recopilación realizada por Javier de Quinto Romero, Profesor Agregado de la Universidad San Pablo-CEU, y Vicente Gil Sordo, Ingeniero de Caminos, UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica, en el marco de un convenio de divulgación de los conocimientos energéticos.

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este libro por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética u óptica, o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación, sin permiso escrito de los propietarios del copyright.

Copyright para esta edición y todas las restantes:

UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica.

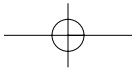
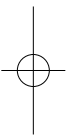
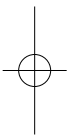
Club Español de la energía – Instituto Español de la Energía
Serrano, 165 – 28002 Madrid

Depósito legal:
Diseño de Cubierta: Carlos García Estades.
Maquetación: Carlos García Estades.
Fotomecánica: Syncrotec
Impresión: Enar
Impreso en España / Printed in Spain,

La Asociación Española de la Industria Eléctrica. UNESA, y el Club Español de la Energía – Instituto Español de la Energía desean expresar su agradecimiento a todos los ponentes que han participado en el Seminario y cuyas aportaciones han hecho posible este trabajo, así como a los relatores, Javier de Quinto Romero, Profesor Agregado de la Universidad San Pablo-CEU, y Vicente Gil Sordo, Ingeniero de Caminos, por su dedicación y rigor en la redacción del Informe

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003**ÍNDICE**

Introducción	11
La necesaria diversidad de energías primarias y tecnologías	17
El "desconcertante" crecimiento de la demanda de electricidad.....	23
La imparable expansión del gas	31
La red eléctrica como soporte del mercado y su función en la seguridad y calidad del suministro.....	37
Mercados, competencia y reglas	45
Nuevas formas de comprar y vender.....	53
Un salto en la escala geográfica del mercado: el mercado ibérico y el mercado único	59
La limitación medioambiental.....	63
El cambio tecnológico como garantía de suministro en el futuro	71
Empresas energéticas, administraciones públicas y agentes sociales.....	73
ANEXO I: Funcionamiento del Sector Eléctrico español	77
ANEXO II: Programa del Seminario.....	93



EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Presentación

La electricidad es una forma de energía que hoy en día resulta imprescindible en la mayoría de las actividades humanas, siendo un motor esencial para el desarrollo económico y social de todos los países.

El Sector Eléctrico español está afrontando en estos años un cambio estructural profundo, determinado por la desregulación y apertura de los mercados, la innovación tecnológica, la penetración de nuevas formas de energía primaria y con aumentos notables en el consumo de electricidad. El 1 de enero del 2003 comenzará una nueva etapa en este proceso, al quedar totalmente liberalizada la elección del suministrador de electricidad para los aproximadamente 22 millones de consumidores de nuestro país.

En este contexto, la celebración del Seminario auspiciado por el Club Español de la Energía y UNESA sobre *"El Mercado Eléctrico ante el 2003 - Garantía de Suministro y Eficiencia"*, desarrollado durante los pasados meses de mayo y junio, ha resultado especialmente oportuna.

En este Seminario, han sido tratados temas tan importantes y tan actuales como la seguridad de suministro y su relación con los grandes mercados de la energía primaria, la mejora de la eficiencia energética en los procesos, el papel tan importante que el gas va a jugar en la expansión de la generación, la coexistencia de regímenes de tarifas y peajes, metodologías de cálculo de los sistemas tarifarios, y un análisis en profundidad sobre la remuneración que debe recoger el marco regulatorio para el desarrollo de las infraestructuras precisas.

Estas cuestiones tienen importantes implicaciones tanto en el ámbito nacional como en el de la Unión Europea, por lo que también ha sido analizado el Libro Verde de la Comisión Europea *"Hacia una estrategia europea de abastecimiento energético"*. El desarrollo del Mercado Interior supone un elemento esencial de la política energética comunitaria y, dentro de él, puede considerarse como un paso más la creación del Mercado Ibérico prevista para los próximos años. Además, las políticas energéticas de los países de la UE deberán definir sus objetivos dentro de un marco que permita avanzar en la senda del desarrollo sostenible.

Como presidente de la Asociación Española de la Industria Eléctrica quiero agradecer a todos los ponentes el excelente trabajo realizado en la presentación y debate de sus ponencias, que han servido de base para realizar esta publicación, en la que se quieren recoger las conclusiones más importantes obtenidas en el seno del Seminario.

Parece oportuno en este punto señalar que al estar los sectores eléctricos y de gas inmersos en un entorno tan cambiante, algunas de las cuestiones debatidas en el Seminario han sido actualizadas recientemente, como es el caso de la aprobación de una planificación energética para el periodo 2002-2011, vinculante para las actividades reguladas e indicativa para las liberalizadas o la nueva metodología de la tarifa eléctrica actualmente en proceso de estudio y decisión. Pese a esta observación, el contenido del Seminario mantiene un alto índice de vigencia, en especial a la hora de fundamentar aspectos relevantes relativos al mercado eléctrico del futuro.

Con la publicación de estas ponencias y debates, entendemos que se puede ayudar a conocer mejor el reto que actualmente está afrontando el Sector Eléctrico en estos años. De esta forma, podremos considerar que se ha alcanzado el objetivo propuesto en su día para este Seminario, por nuestro querido amigo y presidente del Club Español de la Energía, don Victoriano Reinoso y Reino.

Iñigo de Oriol
Presidente de UNESA

Introducción

El sector eléctrico español tiene que afrontar importantes retos a corto plazo, esto es, en los próximos meses. Estos retos se presentan conjuntamente, interaccionan e implican, grandes riesgos, pero, como es ya tópico, también conllevan oportunidades, siempre que se sepan anticipar las tendencias futuras.

Por tanto, depende de cómo, tanto cada empresa como el sector en su conjunto, hagan sus tareas, de ello resultará una u otra estructura industrial y diversas consecuencias sobre la rentabilidad de las empresas, el empleo y la satisfacción de los consumidores.

Uno de los grandes retos se refiere a la consolidación del modelo que se ha venido a denominar "regulación para la competencia". Efectivamente desde 1998 funciona un mercado mayorista y organizado para la generación de electricidad, un mercado minorista para la comercialización. También existe una regulación de aplicación tanto para las redes, como para aspectos organizativos de los mercados y de calidad y seguridad en el suministro.

Es posible que haya llegado la hora de realizar una valoración de los resultados del modelo competitivo por el que se optó en 1997. Sin ir más lejos el Protocolo Eléctrico de 1996 ya preveía tal evaluación transcurridos unos años. Pero no es el propósito de este trabajo proceder a tal valoración, en parte porque cualquier valoración dependerá de los intereses de quien emita tal juicio, sean estos ideológicos, políticos o comerciales.

En todo caso, cualquier valoración debe ser prudente. Muchos países desarrollados han entrado en este modelo más tardíamente que España y, por otra parte, han habido experiencias traumáticas en otros mercados competitivos ya bastante consolidados, siendo la más conocida la californiana, y cambios radicales en sistemas competitivos pioneros, como el inglés.

Pero no hay dos sistemas iguales. Cada país se ha cortado una especie de traje a medida, basándose en experiencias pioneras, en las características estructurales del sector eléctrico del propio país, y también, en intereses políticos y de otra índole.

Es importante señalar que las Directivas de la UE sobre los mercados eléctricos y gasista ahorman el tipo de modelo a implantar en cada uno de los Estados miembros.

En este contexto, la experiencia española no parece mala. El sector tal vez ha sido regulado en términos justos, equitativos y no discriminatorios para los nuevos entrantes, a la vez que respetuoso con el operador establecido que realizó en su día las inversiones bajo un marco regulatorio que enviaba otras señales.

Aunque hay muchos aspectos a perfeccionar y mejorar y, como ya hemos señalado, la regulación debe ser un proceso continuo, pero predecible y transparente, de forma que lo que se entiende por "riesgo regulatorio" sea mínimo. En definitiva, un Estado moderno se caracteriza por la seguridad institucional y la estabilidad de sus reglas.

En otras palabras, aunque las empresas eléctricas son sujetos pasivos de la regulación, el cómo se concreten las reglas de juego y como cada empresa se adapte resultará clave para entender los resultados de cada agente ofertante y del sector en su conjunto.

En las líneas que siguen, se examinarán importantes aspectos que ayudaran al necesario juicio de nuestro sistema regulatorio eléctrico y se apuntarán cuestiones que cuando se desarrollen perfeccionarán el sistema.

Otro reto se refiere a que el sector está conociendo un cambio de ciclo. Estamos entrando, necesariamente, en un nuevo ciclo inversor, que seguramente será corto e intenso. Efectivamente la tecnología de referencia son las turbinas de ciclo combinado de gas (CCGT), y su periodo de construcción es de apenas 24 meses y el coste unitario de inversión es mínimo, pero las necesidades objetivas de potencia, dado un nivel de cobertura razonable son ahora intensas y evidentes.

Este nuevo ciclo inversor conducirá a un fenómeno ya acaecido en otras latitudes: la convergencia de los mercados eléctrico y gasista, de forma que, como explicaremos con más detalle, el precio marginal del gas pudiera corresponder a un consumidor con capacidad a corto plazo de variar su alternativa energética, por ejemplo las CCGT o instalaciones industriales con posibilidad de suministrarse indistintamente de gas y fuel oil o carbón.

En la medida que esto ocurra de forma suficiente, se establecerá un arbitraje entre gas y electricidad, que necesariamente integrará ambos mercados.

Y, por otra parte, este nuevo ciclo inversor interesa a los equilibrios económico – financieros de los actuales agentes y de hecho ya está abriendo el terreno de juego a nuevos competidores.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

El mapa eléctrico español ya no será el tradicional de las cuatro grandes compañías. Hoy la italiana ENEL y GAS NATURAL ya son agentes generadores y comercializadores. Y muchos otros están desarrollando proyectos de generación. Han aparecido numerosos comercializadores, algunos muy activos y promocionando nuevas e imaginativas formas de vender y comprar.

También, desde hace un tiempo, las empresas energéticas españolas, anticipando estos hechos, han realizado un importante esfuerzo de introducción en otras actividades de servicios conexos, principalmente telecomunicaciones y distribución de agua y gas, y de expansión internacional en actividades iguales a la de su "core business", principalmente en América Latina.

Dicho en otras palabras, la estructura sectorial eléctrica ya no será la misma y la empresa eléctrica ya no será igual. Será un poco más gasista y un poco más internacional, amen de otras características.

Otro reto se refiere a que a partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores españoles de gas y electricidad podrán elegir suministrador. Que el título de esta publicación y del seminario que dio lugar a esta, hagan referencia a este hito no es casual.

El que todos los consumidores puedan acceder al mercado, tendrá importantes consecuencias, la mayor de las cuales será la objetivación y consiguiente desaparición de las subvenciones cruzadas entre consumidores tipo que pudiera contener el sistema de tarifa integral.

También, ciertamente, para que todos los consumidores puedan beneficiarse del acceso al mercado, la competencia debe ser suficiente. Y hay que considerar que por tratarse de un negocio de redes, por ser un servicio esencial, porque la electricidad no es almacenable, porque hay fuertes vínculos técnicos y económicos aguas arriba y aguas abajo, porque deben haber numerosas cautelas regulatorias referidas a calidad y seguridad de suministro, la implementación de competencia efectiva en el sector eléctrico no se implementa de forma sencilla, sino que está llena de matices y complejidades.

También hay que hacer mención a que en el corto plazo aumentará la escala geográfica del mercado eléctrico. Dicho en pocas palabras: si no ocurre nada anormal, en breve plazo se establecerá el Mercado Ibérico de electricidad. Esto ha de tener consecuencias, que de alguna forma se apuntan en este texto.

Este puede ser un primer paso pionero en una integración de mercados en el ámbito de la Unión Europea, que todavía no es satisfactoria, ya que al decir de algunos autores, más que disfrutar de un mercado único

para la electricidad o el gas, estamos ante una sumatoria de n mercados, en los que no es del todo fácil el tránsito y en los que las reglas (a pesar de las Directivas en vigor) son bastante diferentes.

También hay que destacar que la limitación medioambiental será un condicionante de primer orden. Pasamos de las palabras, de los discursos, a los hechos. Pero el tratamiento económico de las externalidades medioambientales, que puede ser abordado de muchas formas alternativas, unas mejores y otras peores, y cuyos resultados finales pueden ser también muy dispares, ha de tener importantes consecuencias en las empresas eléctricas. Normalmente las consecuencias económicas a corto plazo serán negativas. Pero aquellos que antes y mejor se adapten, podrán hacer de la variable medioambiental una fuente de ventaja competitiva.

Estos, y otros, asuntos serán tratados en las líneas que figuran a continuación. Los autores de este texto hemos tomando muchas ideas expresadas por los ponentes del seminario organizado por El Club Español de la Energía y UNESA y que referimos con detalle en el Anexo correspondiente. Por tanto nuestro agradecimiento a todos los ponentes, ya que sin sus aportaciones esta publicación podría contener más errores. Los que persistan, a pesar de tan valiosas ayudas, son obviamente de nuestra exclusiva responsabilidad.

En el seminario sobre el Mercado Eléctrico ante el 2003 "Garantía de suministro y eficiencia", celebrado desde finales de mayo hasta primeros de julio de 2002, se trataron en profundidad numerosos aspectos relativos a las transformaciones que el sector eléctrico español previsiblemente va a conocer, a partir del 1 de enero de 2003. Esta fecha, creemos, va a suponer un hito en cuanto a la consolidación del proceso liberalizador de los sectores eléctrico y del gas.

Durante el seminario se celebraron 10 sesiones técnicas, en las que se abordaron más de 70 temas de gran importancia. (Vease ANEXO II)

Se recoge a continuación un resumen muy somero del contenido de estas sesiones.

- 1) Los mercados de materias primas energéticas. Se analizó la disponibilidad de estas materias en el sistema energético español, así como su relación con los mercados de energías finales y con la calidad y seguridad del suministro.
- 2) Garantía de potencia y reserva de la capacidad. Se estudiaron las aportaciones que en esta área suministran las diversas tecnologías de generación eléctrica: hidráulicas, térmicas convenciona-

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

les y nucleares, ciclos combinados de gas, y las instalaciones acogidas al "régimen especial". En particular, se abordaron los aspectos relativos a la rentabilidad de estos equipos, su aportación a la garantía del sistema, así como otros criterios técnicos y económicos que rigen las inversiones de las empresas.

- 3) Logística de abastecimientos, infraestructuras y tecnologías. Se presentaron temas esenciales relativos al desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gas, aprovechamientos hidráulicos y la situación actual de las nuevas tecnologías utilizadas en las centrales de ciclo combinado de gas.
- 4) Funcionamiento del mercado de la electricidad. Se analizó el funcionamiento de este mercado desde su inicio, así como las experiencias habidas en otros países de la U.E. Se analizaron posibles desarrollos en nuestro mercado, así como la utilización de nuevos instrumentos financieros y los mercados de futuros de la electricidad.
Finalmente se trató del establecimiento de un próximo Mercado Ibérico de electricidad.
- 5) Transporte de energía eléctrica. Se presentaron los procedimientos a seguir para realizar una gestión eficaz del transporte eléctrico, resolver situaciones de congestión, el papel de los intercambios internacionales, así como la necesidad de nuevas infraestructuras y los efectos medioambientales de este tipo de instalaciones.
- 6) Distribución de electricidad. Se estudiaron asuntos referentes a la calidad y garantía del suministro eléctrico, sistemas de retribución y medición, marco de competencias de las administraciones públicas, impactos medioambiental y social, y, finalmente, los mecanismos posibles de gestión de la demanda.
- 7) Comercialización de la electricidad. Se analizaron los nuevos sistemas de comercialización, marketing y gestión de esta actividad. Asimismo se estudió la problemática debida a cambios de comercializador, a la administración del mercado y a las líneas de actuación seguidas en esta área por diversos países de la U.E.
- 8) Proyección del sector eléctrico en el exterior de España. Se expusieron las numerosas actuaciones que las empresas eléctricas españolas están desarrollando en el exterior, fundamentalmente en América Latina, Europa, y algunos países de Asia y África.

- 9) Eficiencia energética y desarrollo sostenible. Se estudiaron modelos energéticos y directivas europeas que tratan de alcanzar un desarrollo sostenible, así como la situación actual de la U.E. para el cumplimiento de los compromisos del protocolo de Kyoto. También se expusieron las mejoras de eficiencia energética en las energías renovables, nuevos instrumentos financieros existentes para otros productos energéticos, así como el desarrollo de futuras tecnologías energéticas.
- 10) Planificación energética. Se trató, en primer lugar, de las planificaciones vinculante e indicativa en el sector eléctrico, tal y como está contemplado en el marco regulatorio actual. Asimismo se presentaron varios estudios de planificación para el desarrollo de nuevas infraestructuras y aprovisionamientos de gas natural en España.

El objetivo de esta publicación preparada por los relatores del seminario, es el de ofrecer al lector un resumen de las cuestiones más importantes, novedosas o llamativas que allí se presentaron.

Como antes se ha indicado los juicios que se expresan son de responsabilidad exclusiva de los autores, aunque debemos señalar que con el fin de agilizar la lectura y presentación de éste trabajo, se han recogido unos cuadros y gráficos basados en algunas de las presentaciones habidas en el seminario. En cada cuadro o gráfico se indica la fuente de procedencia.

Finalmente conviene señalar que en el Anexo II de esta publicación se presenta el Programa del Seminario, con los temas tratados en cada sesión, así como los ponentes que intervinieron. La sesión de Inauguración prevista para el martes, 21 de mayo, fue anulada en señal de duelo por la muerte de Victoriano Reinoso y Reino, Presidente del Club Español de la Energía y principal impulsor de este evento.

La necesaria diversidad de energías primarias y tecnologías

Tenemos en España pocas reservas energéticas explotables porque carecemos prácticamente de hidrocarburos, nuestro carbón es, sino escaso, de baja calidad y el potencial hidroeléctrico económicamente explotable está ya prácticamente desarrollado, sobre todo en lo que a grandes instalaciones se refiere.

Nuestro país forma, con Portugal, una especie de "isla energética" que sólo intercambia a través de los Pirineos pequeños porcentajes de sus necesidades eléctricas. España es también una isla gasista, eso sí, con mayor número de puntos de entrada.

El consumo energético español viene aumentando más rápidamente que el PIB, aunque todavía tenemos uno de los menores consumos energéticos "per capita" comparado con los países de la Unión Europea, si bien este consumo ha aumentado al compás de la prosperidad económica de los últimos años.

DIVERSIDAD DE FUENTES IGUAL A SEGURIDAD

La diversidad de fuentes de energía primaria y de tecnologías de generación eléctrica es fundamental para asegurar el suministro de electricidad, al igual que lo es el desarrollo de las infraestructuras necesarias para que los combustibles lleguen a las centrales de generación y los KW/h puedan ser transportados hasta los puntos de consumo.

A continuación se ofrece el balance del consumo de energía primaria para España (año 2000) y las previsiones a medio (2005) y largo plazo (2010) que maneja actualmente el Ministerio de Economía, a la espera de la aprobación del documento definitivo (periodo 2002-2011) que podría ser aprobado en Consejo de Ministros en el mes de septiembre.

Conjuntamente se aprobaría también una nueva metodología para el cálculo de las tarifas eléctricas.

Tabla I: Previsión consumo de energía primaria en España.

	2000		2005		2010		%2005	%2010	%2010
	ktep.	%	ktep.	%	ktep.	%	/2000	/2005	/2000
CARBÓN	21.635	17,3	18.440	12,7	15.244	9,1	-3,15	-3,73	-3,44
PETRÓLEO	64.663	51,7	73.207	50,6	81.752	48,5	2,51	2,23	2,37
GAS NATURAL	15.223	12,2	26.018	17,9	37.826	22,5	11,32	7,77	9,53
NUCLEAR	16.211	13,0	16.548	11,4	16.602	9,9	0,41	0,06	0,24
ENERGÍAS RENOVABLES	7.061	5,6	10.492	7,2	16.640	9,9	8,24	9,66	8,95
SALDO ELECT.(Imp.-Exp.)	382	0,3	327	0,2	327	0,2	-3,07	0,00	-1,55
TOTAL	125.175	100,0	145.032	100,0	163.390	100,0	2,99	3,03	3,01

FUENTE: Ministerio de Economía.

Como puede apreciarse, seguiremos dependiendo del consumo petróleo de forma significativa, aumentará la penetración del gas en una gran proporción, y se reducirá de forma absoluta y relativa la aportación del carbón.

A pesar de que en cada momento pueden aparecer unas opciones como mejores (en términos económicos, tecnológicos o ambientales) ó ser socialmente mejor aceptadas que otras, España, como país desarrollado, *ni puede ni debe*, rechazar ninguna alternativa para generar energía eléctrica.

Todas las energías primarias presentan ventajas y desventajas en términos de coste, medioambientales o de seguridad en su suministro.

A continuación se exponen de forma sintética algunas de estas ventajas y desventajas

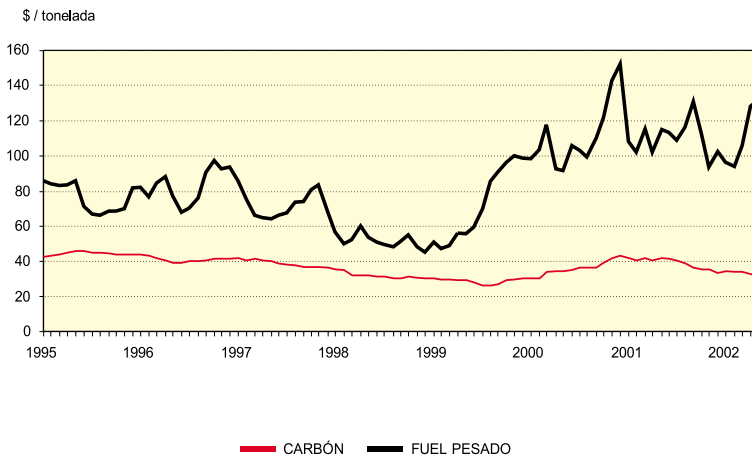
Energía primaria	Ventajas	Desventajas
* Carbón	<ul style="list-style-type: none"> - Combustible autóctono - Abundante en el mundo 	<ul style="list-style-type: none"> - Emisiones a la atmósfera - Tecnologías de "combustión limpias" exigen altas inversiones
* Fuel oil	<ul style="list-style-type: none"> - Precios relativamente estables - Flexibilidad de operación - Mercado internacional maduro 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto coste del carbón nacional - 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 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto coste de inversión - Rechazo social - Tratamiento de residuos y desmantelamiento costosos
* Gas	<ul style="list-style-type: none"> - Intensiva en conocimiento - Tecnología de referencia. Rendimiento elevado - Menores costes de inversión - Facilidad de ubicación y periodos cortos de construcción - Menor impacto social 	<ul style="list-style-type: none"> - Escasa diversidad de ofertantes tecnológicos - Contratos de aprovisionamiento de gas muy rígidos - Aumenta la dependencia exterior

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

* Hidroeléctrica	<ul style="list-style-type: none"> - Coste variable pequeño - Renovable - No emisiones atmosféricas 	<ul style="list-style-type: none"> - Emplazamientos más atractivos agotados - Aleatoriedad de la hidroalicuidad, moderada por regulación de embalses.
* Eólica	<ul style="list-style-type: none"> - Flexibilidad de operación - Coste de combustible nulo - Tecnología nacional - No emisiones - Renovable 	<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"> - Autóctona - Efecto positivo sobre la vegetación - Renovable 	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo tecnológico no consolidado - Estacional y muy heterogénea - Escasa comercialización - Necesita incentivos
* Cogeneración	<ul style="list-style-type: none"> - Alta eficiencia energética - Atractiva para producción continua de calor y electricidad - Impacto ambiental limitado 	<ul style="list-style-type: none"> - Necesita incentivos - Necesita incentivos - Potencial limitado

A continuación se exponen dos ejemplos de porqué no debe desecharse ninguna fuente primaria pues sus parámetros técnico-económicos y medioambientales van cambiando a lo largo del tiempo. Así en una serie larga de precios del carbón y fuel, puede verse cómo el precio de un combustible en términos de otro cambia a lo largo del tiempo, en este caso concreto a favor del carbón.

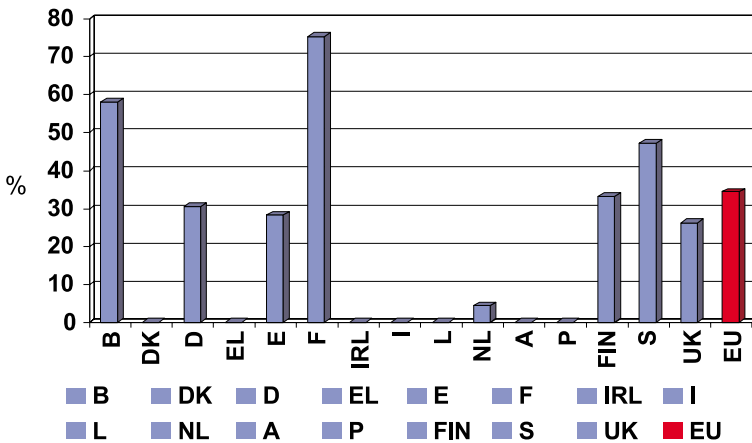
Tabla 2: Evolución comparativa de los precios carbón-fuel.



FUENTE: The McCloskey Group & The Financial Times.

Asimismo, en el gráfico que se presenta a continuación puede verse hasta que punto los sectores eléctricos de los países europeos han apostado por la energía nuclear. Como puede apreciarse hay quienes han desechado esta opción y otros que han apostado fuertemente. España se mantiene en torno a la media europea.

Tabla 3: Contribución de la Energía nuclear al abastecimiento eléctrico Europeo (año 99).



FUENTE: DG TREN (Comisión UE).

LA DEPENDENCIA EXTERIOR

La dependencia española de fuentes de energía primaria importada, y muy particularmente del petróleo y del gas, ha aumentado en los últimos años (véase cuadro adjunto) y, previsiblemente, aumentará en los próximos años.

Tabla 4: Evolución de 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	0,0	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
Grado de Dependencia	69,5	71,8	70,4	73,1	74,1	76,4

FUENTE: Foro de la Industria Nuclear.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Los crecimientos en el consumo de productos petrolíferos en España serán achacables sobre todo al sector de transporte, y aunque existen sustitutos a las gasolinas y gasoil, (vehículos eléctricos e híbridos, gas natural, transporte por ferrocarril, hidrógeno, etc) por diversos motivos no se produce una sustitución a escala significativa.

El sector eléctrico necesitará incrementar de forma notable el consumo de gas en los próximos años toda vez que las centrales de ciclo combinado de gas aparecen como la tecnología de referencia a corto plazo. Por esta y otras razones, el gas natural pasará a jugar un papel de creciente importancia en el balance de energías primarias, toda vez que esa participación a principios de los años 90 era mínima.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

El "desconcertante" crecimiento de la demanda de electricidad

LA DEMANDA DE ENERGÍA

Es inherente al desarrollo económico y al disfrute de un mayor bienestar el que la electricidad vaya ganando terreno a otras energías finales. Su comodidad y limpieza en su uso por un lado, y la automatización y robotización de muchos procesos industriales, así lo explican, lo que conlleva a un incremento significativo en la intensidad del consumo eléctrico. Pero hay que considerar además otros factores.

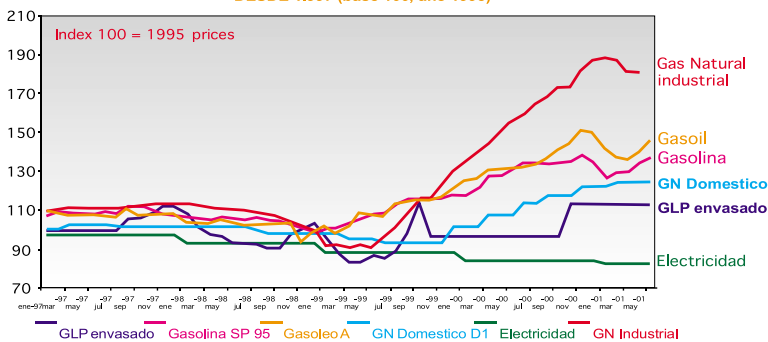
En los últimos cinco años la demanda de electricidad se ha incrementado en más de un 30%, muy por encima de las previsiones realizadas. Este crecimiento, es debido, en parte al descenso habido en los precios medios de la electricidad. En efecto, en el último quinquenio han disminuido un 17,2% en términos nominales, lo que supone un descenso de casi el 30% en términos reales.

Además se han producido incrementos en los precios de las otras energías finales, tal y como puede verse en el gráfico adjunto, lo que también explica la mayor participación de la electricidad como energía final.

Desconexión entre la tarifa del gas industrial y la eléctrica

Tabla 5: Desconexión entre la tarifa del gas industrial y la eléctrica.

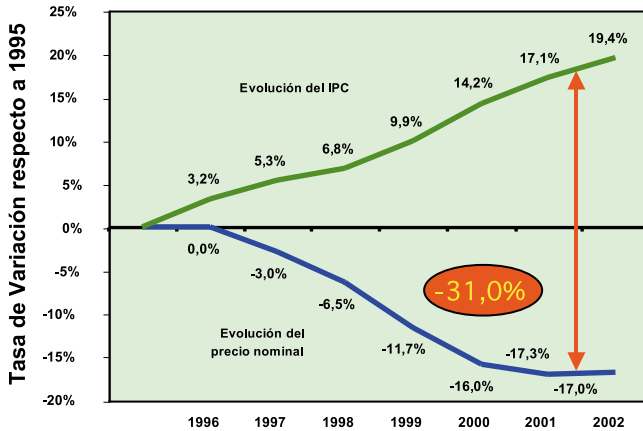
EVOLUCIÓN DE LOS DISTINTOS PRECIOS ENERGETICOS DESDE 1.997 (base 100, año 1995)



FUENTE: Endesa

El cuadro que figura a continuación es explicativo respecto a la divergencia del IPC y los precios de la electricidad desde 1995 hasta la fecha.

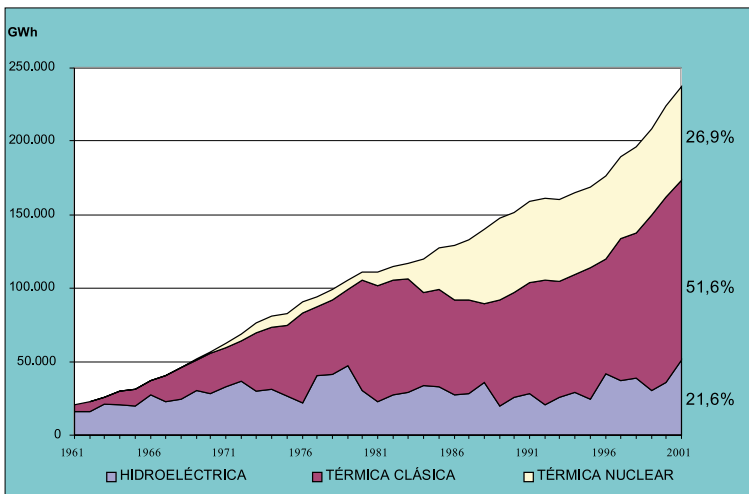
Tabla 6: Reducción acumulada del efecto de la electricidad.



FUENTE: Endesa.

Finalmente en el gráfico que figura a continuación pueden apreciarse dos cosas. Una es el gran crecimiento de la producción (y por tanto de la demanda) de electricidad en España desde 1960 hasta nuestros días. Por otra parte también puede apreciarse la evolución de la cobertura de tal producción por las distintas fuentes primarias de generación.

Tabla 7: Evolución de la producción eléctrica española.



FUENTE: Foro Nuclear.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

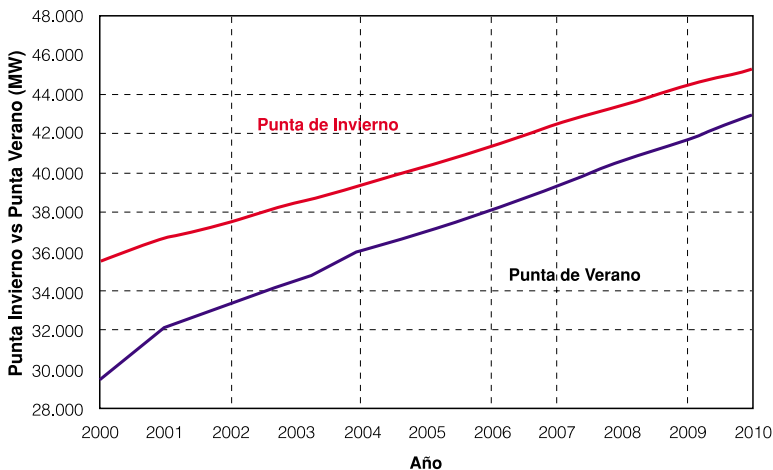
LA DEMANDA DE POTENCIA

Un hecho preocupante, cara a la seguridad en el suministro, es que la demanda de potencia en las horas punta ha crecido aún más rápidamente que la demanda de energía, (un 44% frente al 30% indicado en el último quinquenio), lo que nos lleva a interrogarnos acerca de si los programas de Gestión de la Demanda están siendo efectivos, o si los precios de electricidad por tipos de consumo transmiten una señal adecuada al mercado.

La evolución de esta variable es fundamental a la hora de determinar la capacidad de las instalaciones eléctricas necesarias, tanto en generación como en la red de transporte y distribución.

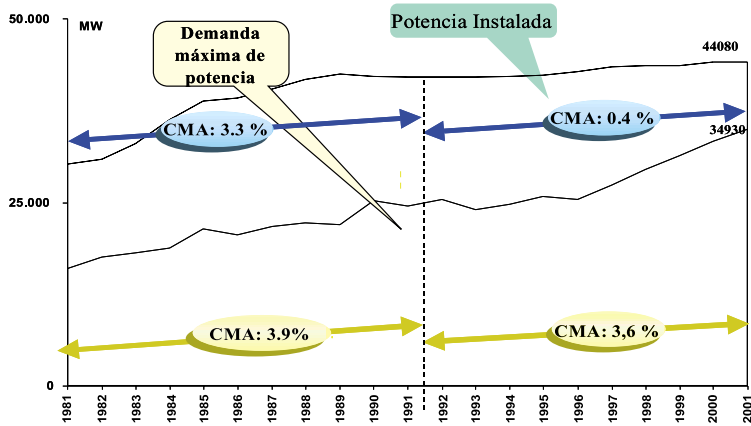
A la par que crecía aceleradamente la demanda de potencia, las puntas de invierno y verano tendían a igualarse, como se observa en el gráfico que se presenta a continuación.

Tabla 8: Sistema Peninsular Español.



FUENTE: MINECO.

También hay que señalar que en la medida en la que la demanda de potencia iba creciendo, no lo hacía en la misma proporción la oferta, de forma que el margen de cobertura iba disminuyendo, seguramente hasta límites críticos en la actualidad, según puede observarse en el gráfico que figura a continuación.

Tabla 9: Evolución de la demanda punta y la capacidad instalada.

FUENTE: ENDESA.

Es posible que la "garantía de potencia" y el efecto "price cap" del actual sistema de recuperación de los CTCs estén minimizando la subida de precios que podría producirse al dispararse la demanda de potencia en ciertos periodos. Al menos hay experiencias de este tipo en otros sistemas eléctricos en los que se producen altas volatilidades en los precios de la electricidad, hecho que no se produce en el mercado español.

LAS PAUTAS DEL CONSUMO

Asimismo, las diferencias en las curvas de carga pueden ser producidas por ciertos cambios en los hábitos de consumo de los clientes, como pueden ser el incremento de los consumos nocturnos (cargar los teléfonos móviles por la noche o dejar el ordenador siempre encendido). Ha habido también incrementos notables en las puntas de demanda puntas en áreas geográficas muy concretas (aire acondicionado, desarrollo turístico, etc.).

EL MARGEN DE SEGURIDAD

Tras una etapa de sobrecapacidad en el sistema eléctrico español se ha pasado a una situación de mínimos márgenes de seguridad, en la que es necesario acometer un nuevo ciclo inversor. España necesita incrementar la potencia eléctrica para atender unas necesidades de demanda crecientes,

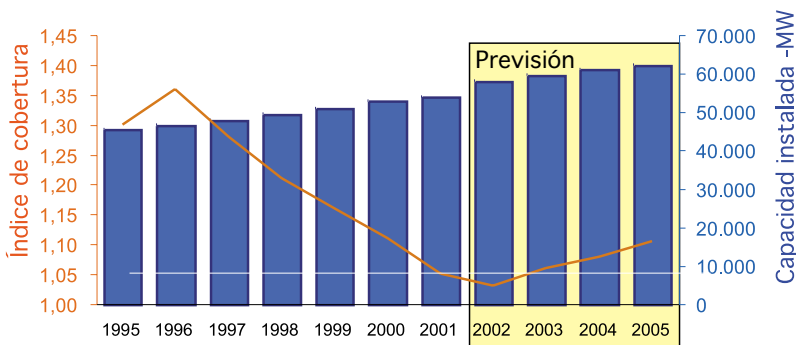
EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

ya que las previsiones de planificación de la D.G. de la Energía del Ministerio de Economía así lo confirman.

Así por ejemplo, durante unos pocos días de diciembre pasado, en que coincidió una escasa aportación de las centrales hidroeléctricas hipera-nuales, junto a excepcionales condiciones climáticas (ola de frío), y dada la todavía escasa interconexión internacional, el sistema español fue incapaz de atender toda la demanda peninsular.

Actualmente el equipamiento en generación está muy ajustado. El margen de reserva ha disminuido de manera continuada en los últimos años, pasando del 1,30 en 1995 al 1,05 en 2001, por lo que se ha incrementado el riesgo de suministro en las horas punta cuando las indisponibilidades de los equipos son muy superiores a los normales, bien por razones de hidráulici-dad, climáticas u otros factores. Ello puede verse en el gráfico adjunto, así como también una mejora de este índice para los próximos años.

Tabla 10: Evolución del Margen de Reserva.



FUENTE: ENDESA.

Hay que tener en consideración que no es sencillo que los agentes inversores (sean estos públicos o privados) se animen a invertir en el sector eléctrico (no sólo en España, sino en cualquier país del mundo) toda vez que los periodos de maduración de la inversión son muy largos y los cambios en el marco regulatorio suelen ser más frecuentes de lo deseado.

LA NECESIDAD DE NUEVAS INVERSIONES EN GENERACIÓN

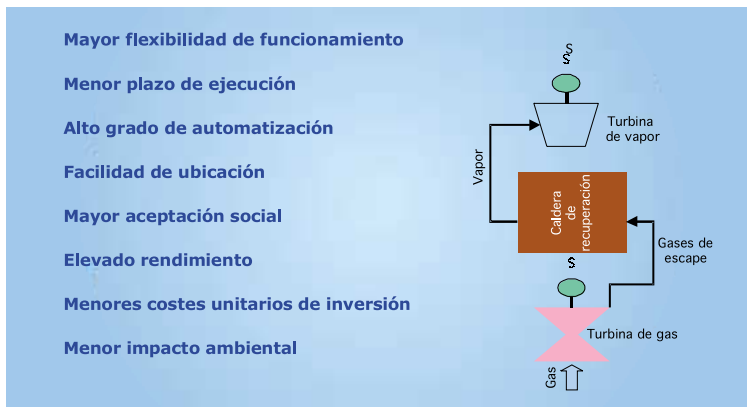
De acuerdo con las previsiones del Ministerio de Economía, las bases del desarrollo eléctrico en España durante la presente década pasan por el fomento de las energías renovables, fundamentalmente energía eólica, y la

introducción masiva de gas natural para las plantas de ciclo combinado.

La eólica tiene las ventajas medioambientales y las de ser un recurso autóctono, pero el inconveniente de su baja disponibilidad para la garantía de suministro, dado su dependencia de la aleatoriedad del viento. Además es cara por el sistema de incentivos que necesita.

Respecto a las centrales de ciclo combinado de gas (CCGT), son actualmente la tecnología de referencia, como se ha dicho, ya que combinan un menor impacto ambiental con una mayor eficiencia energética. Las principales ventajas de esta tecnología pueden verse en el cuadro adjunto.

Tabla 11: Ventajas de los ciclos combinados.



FUENTE: ENDESA

Se están construyendo muchas centrales de CCGT en todo el mundo, especialmente en los países desarrollados. Actualmente hay solicitudes de nuevas instalaciones de CCGT en España de más de 30.000 MW. Es previsible que no todas estas inversiones se realicen en esta década.

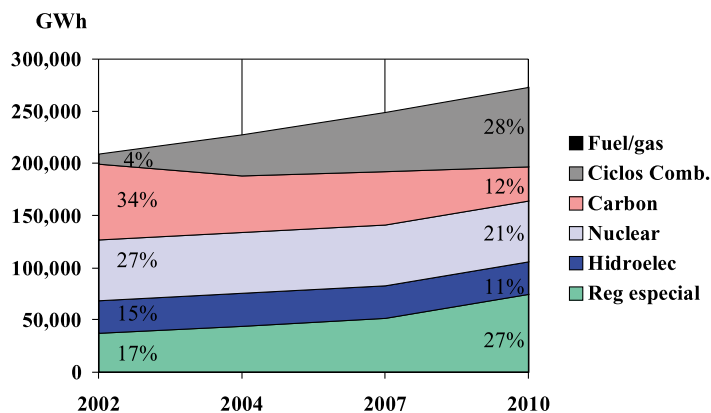
El Ministerio de Economía prevé en el año 2010 un consumo de 135.000 millones de termias, en este tipo de centrales, lo que equivale a unos 76.00 GWh. Esta cifra representaría del orden del 28% del total de la producción eléctrica en ese año. Además habría que añadir el consumo de gas natural que se hiciera en las instalaciones de generación acogidas al Régimen Especial

En el cuadro que figura a continuación se puede observar la evolución prevista (2002 – 2010) de la potencia instalada en España por tecnologías de generación.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

El 35% de la generación utilizará gas natural como combustible

Tabla 12: Evolución de la Estructura de Generación



FUENTE: UNESA

A continuación se sintetiza el estado de las inversiones en Centrales de Ciclo Combinado y a fecha del 31 de diciembre de 2001.

SITUACIÓN ADMINISTRATIVA DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO A 31.12.01

Con autorización administrativa previa

• San Roque (Gas Natural)	800 MW	Cádiz
• Castejón (Iberdrola)	400 MW	Navarra
• Castejón (Hidrocantábrico)	400 MW	Navarra
• Arcos de la Frontera (Iberdrola / ex - Enron)	1.200 MW	Cádiz
• Castellón (Iberdrola)	800 MW	Castellón
• Cartagena (AES)	1.200 MW	Murcia
• Bilbao (Bahía Vizcaya)	800 MW	Vizcaya
Total	5.600 MW	

Realizándose la declaración de impacto ambiental

• Santurce (Iberdrola)	400 MW	Vizcaya
• Algeciras (Nueva Generación Del Sur)	730 MW	Cádiz
• Besos (Endesa)	800 MW	Barcelona
• Cartagena (Iberdrola)	800 MW	Murcia
• Amorebieta (Vizcaya Energía)	800 MW	Vizcaya
Total	3.530 MW	

Realizada la información pública

• Cádiz (Endesa)	400 MW	Cádiz
• Arcos de la Frontera (Unión Fenosa)	800 MW	Cádiz
• Arcos de la Frontera (Iberdrola / ex - Abengoa + PSEG)	400 MW	Cádiz
• Sevilla (Endesa)	390 MW	Sevilla
• Cartagena (Repsol -BP.Amoco)	1.200 MW	Murcia
• Teruel (Energy)	800 MW	Teruel
• Tarragona (Enron)	1.600 MW	Tarragona
• Aceca (Unión Fenosa)	400 MW	Toledo
Total	5.990 MW	

En trámite de información pública ó realizando el estudio de impacto ambiental hay además una cifra considerable de proyectos.

Es posible que los más de 30.000 MW de CCGT previstos sean excesivos. No obstante hay que señalar que sin definir un porcentaje mínimo de cobertura (o una horquilla que marque un mínimo y un máximo) no es sencillo determinar hasta que punto hay un exceso de proyectos de CCGT, si lo hubiera.

OTRAS INVERSIONES

Asimismo, se han de acometer inversiones en infraestructuras eléctricas, tanto de transporte como de distribución, que permitan la evacuación de la energía generada en las nuevas centrales y que permitan mantener el nivel de seguridad y calidad en el sistema.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

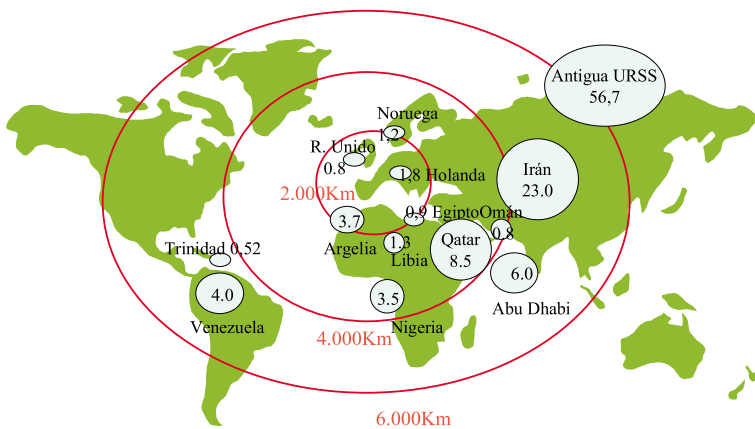
La imparable expansión del gas

PANORAMA GENERAL DEL GAS NATURAL

El gas natural es abundante, más que el petróleo, y sin duda lo será en el futuro. Los hallazgos de gas natural han ido incrementándose de forma que el ratio de reservas/producción (R/P) mundial de gas hoy día se sitúa en torno a 61 años, bastante por encima de los 40 años del petróleo.

Por otra parte, las reservas de gas natural están menos concentradas regionalmente que las de petróleo, tal y como puede observarse en el gráfico adjunto que recoge las regiones potencialmente suministradoras del mercado europeo.

Tabla 13: El Gas Natural en la Unión Europea: Potenciales suministradoras al mercado europeo.



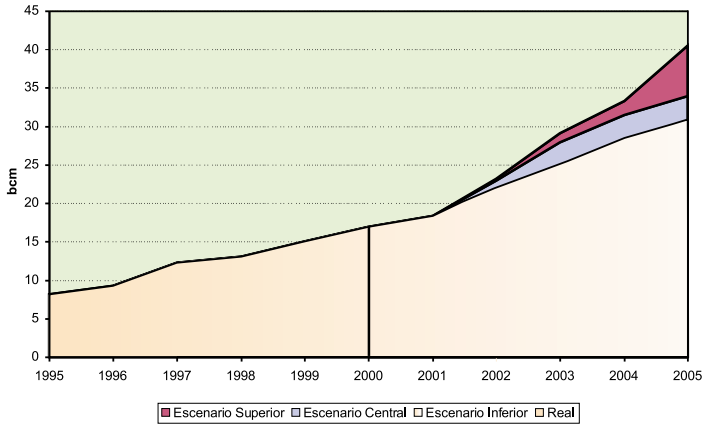
FUENTE: MEC

Como anteriormente se ha indicado, el gas ganará mucho peso en nuestro país como energía primaria y en la generación eléctrica. Así para el año 2010 el Ministerio de Economía prevé que la participación del gas alcanzará, aproximadamente, el 22% del consumo total de energía primaria en España.

Los cuadros que figuran a continuación son explicativos del crecimiento previsto de la demanda de gas en España.

Tabla 14: La previsión de la demanda de gas natural

a) Previsión de la demanda total. **Energía.**



b) Previsión para el mercado convencional. **Energía**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Ins medioanual
	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	[bcm]	
Doméstico Comercial	3,0	3,3	3,6	4,0	4,3	4,7	9,3%
Total Industrial	13,9	15,1	16,5	18,0	19,1	20,2	7,7%
Industrial Firme	10,3	12,2	13,9	15,6	16,7	17,9	11,6%
Industrial Interrumpible	2,2	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	-5,0%
Industria Amoniac	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9%
CC.TT. Convencionales		0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	-43,8%
DEMANDA CONVENCIONAL	16,9	18,4	20,1	22,0	23,4	24,8	8,0%
	16,3	17,8	19,3	21,5	22,7	23,9	7,9%
Gas Natural Licuado (GNL)	0,6	0,6	0,9	0,5	0,7	1,0	10,4%

Demanda real 2001: 18,2 bcm

FUENTE: CNE. Informe-marco

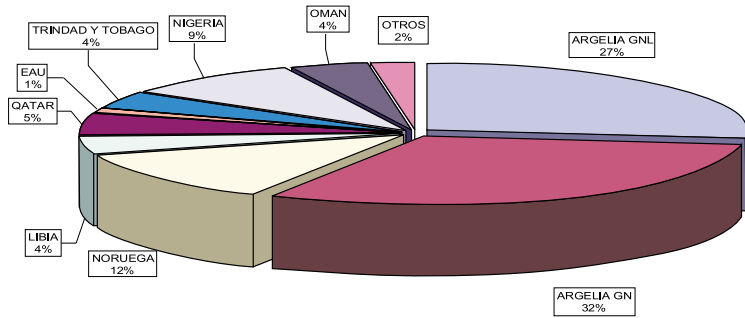
DEPENDENCIA EXTERNA Y DIVERSIFICACIÓN

España depende de un 99% del gas importado, pero nuestro aprovisionamiento se ha diversificado mucho en los últimos años. Aunque el 60% de nuestro aprovisionamiento actual es de origen argelino, traemos gas de al menos 7 países distintos (Libia, Trinidad Tobago, Nigeria, Omán, Qatar, EAU, Noruega...). (Vease gráfico adjunto)

Próximamente se unirán otros países suministradores (posiblemente Egipto,...) y aparecerán, o ya lo están haciendo, nuevos agentes importadores mayoristas distintos de Gas Natural (Shell, BP, Cepsa, las empresas eléctricas...)

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

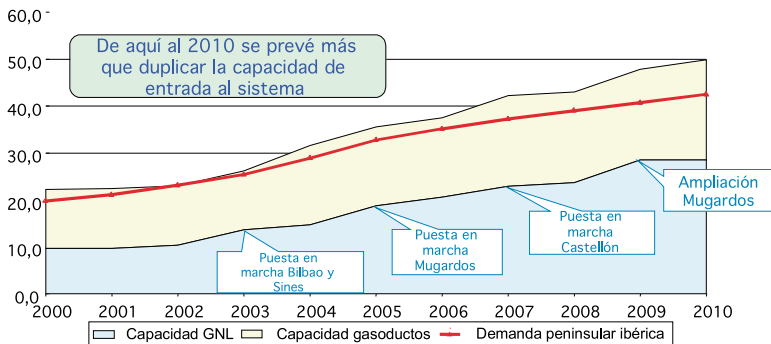
Tabla 15: Importaciones de Gas Natural de terceros países en España.



FUENTE: MEC.

Asimismo, es preciso resolver cuanto antes las dificultades que se están presentando en cuanto al acceso del gas, dada la escasez actual de capacidad en las plantas de GNL y gasoductos. En el gráfico adjunto se recoge la previsión del abastecimiento de gas natural para el período 2000-2010. Pueden preverse dificultades de abastecimiento hasta el 2003-2004, aunque para los años posteriores no habrá un "cuello de botella" si se cumplen todos los proyectos de ampliación de capacidad de las instalaciones de regasificación del GNL y de nueva capacidad en gasoductos.

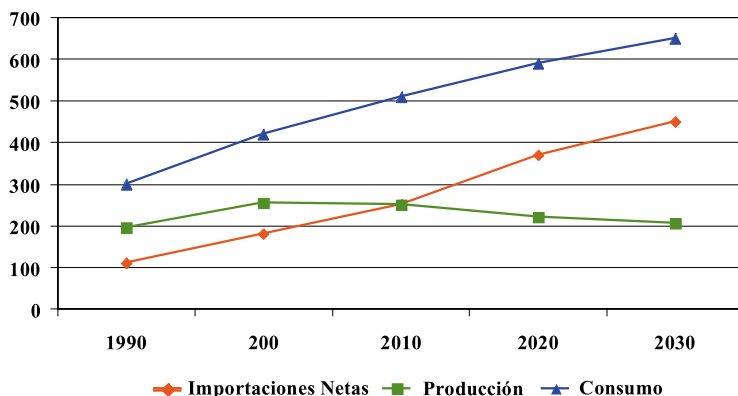
Tabla 16: Incertidumbres: abastecimiento demanda de gas natural.



FUENTE: ENDESA.

Aunque la situación de los diversos países europeos es relativamente heterogénea, el panorama europeo no es muy distinto al expuesto para España. En el gráfico que figura a continuación podemos observar que también a nivel europeo, el consumo y su dependencia de las importaciones crecerán de forma importante.

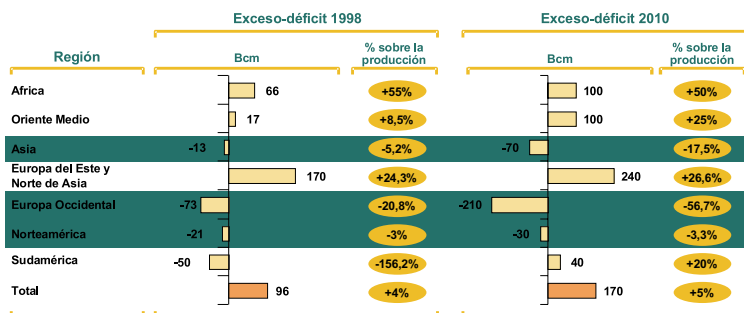
Tabla 17: Previsiones Europa-30: Gas Natural (en millones de tep).



FUENTE: Ministerio de Economía.

Asimismo en el cuadro siguiente, podemos comprobar que Europa es y seguirá siendo la región mundial con mayor déficit de producción respecto a su consumo de gas natural.

Tabla 18: Desequilibrios internacionales producción-consumo en gas



Europa Occidental es la región más deficitaria y por tanto con mayores perspectivas para el "midstream" a futuro.

FUENTE: International Union of the Gas Industry; análisis Diamond/Cluster.

CAMBIOS EN LA FORMA DE COMPRAR Y VENDER

El mercado del gas está conociendo cambios profundos, perdiendo su rigidez tradicional. Antes vendedor y comprador se unían comercialmente con contratos a muy largo plazo, se amarraban el uno al otro, por lo que estas

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

relacionales contractuales bilaterales estaban plagadas de salvaguardias que proponían ambas partes: cláusulas "take or pay" junto a cláusulas de exclusividad en la venta, y normalmente indexación de los precios del gas al del petróleo o al de los productos petrolíferos.

Pero la necesidad de poner en valor el gas por parte de antiguos y nuevos ofertantes, el abaratamiento relativo de las inversiones, la desregulación e introducción de competencia en los grandes mercados consumidores de gas, está cambiando la orientación del mercado y las formas de comerciar y contratarlos.

En los últimos años se ha incrementado notablemente el desarrollo de gasoductos, los trenes de licuefacción y las plantas regasificadoras en todo el mundo, de forma que existe un comercio internacional de gas natural que progresa aceleradamente y que posibilita aumentos de producción y consumo en casi todas las regiones geográficas.

Con la utilización de mercados OTCs, de contratos "forward" o de futuros, y con la aparición de ciertas cantidades de gas en el mercado "spot", las cosas han empezado a moverse.

Algún ponente llegó a referirse a que, aunque la liberalización del gas en España ha sido posterior a la eléctrica, la dinámica competitiva del mercado gasista supera en ciertos aspectos al eléctrico.

Señalar también que deberán darse al Gestor Técnico del Sistema de gas las normas técnicas necesarias para realizar su función en condiciones similares a las del "Operador del Sistema Eléctrico".

En resumen, los cambios regulatorios, su integración con el mercado eléctrico y los nuevos mecanismos que se establecerán para la compra-venta de este combustible ayudarán a la fuerte penetración del gas en España durante esta década.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

La red eléctrica como soporte del mercado y su función en la seguridad y calidad del suministro

JUSTIFICACIÓN Y NECESIDAD DE LA RED

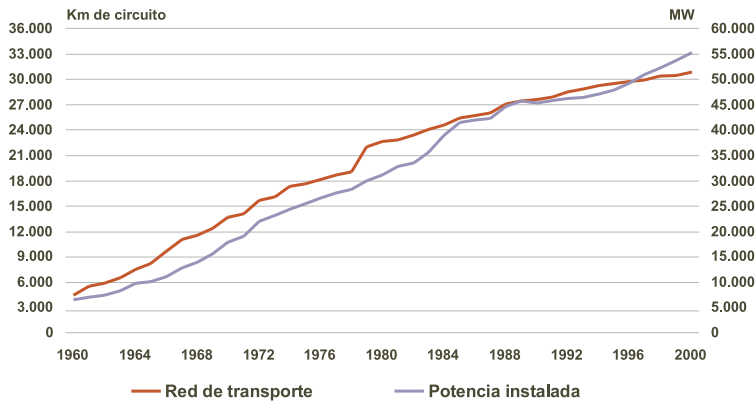
La red eléctrica es el soporte físico del mercado (ponen en contacto oferta y demanda), siendo fundamentales para la seguridad y calidad en el suministro. Además, las redes facilitan la reposición del servicio, la gestión de excedentes regionales y facilitan la elección de emplazamientos.

Para ello hay que realizar importantes inversiones en infraestructura, tanto en la red de transporte como en la de distribución, así como realizar un mantenimiento adecuado.

La red es el soporte esencial del mercado, pero no puede transportar energía sin límite a todas partes. La generación debe estar, en lo posible, distribuida de acuerdo a la ubicación de la demanda para no favorecer la aparición de problemas en la gestión de la red.

La existencia de desequilibrios zonales entre capacidad de generación y demanda originan problemas de operación en la red. La red de transporte presenta actualmente problemas de saturación en períodos de alta demanda, habiéndose visto retrasado su desarrollo en muchos casos por el alargamiento de las autorizaciones administrativas.

Este retraso producido durante la década de los noventa respecto a la capacidad de generación instalada, puede observarse en el gráfico adjunto.

Tabla 19: Evolución de la red de transporte peninsular y la potencia instalada.

FUENTE: REE.

A continuación se presenta un cuadro en donde se recoge la evolución del sistema de transporte y transformación de la red española durante el periodo 1997-2001

Tabla 20: Infraestructuras de transporte en España. Situación actual.

Evolución del sistema de transporte y transformación

		1997	1998	1999	2000	2001
Circuito 400 kV (km)	RED ELECTRICA	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 ELECTRICA	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 ELECTRICA	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: REE.

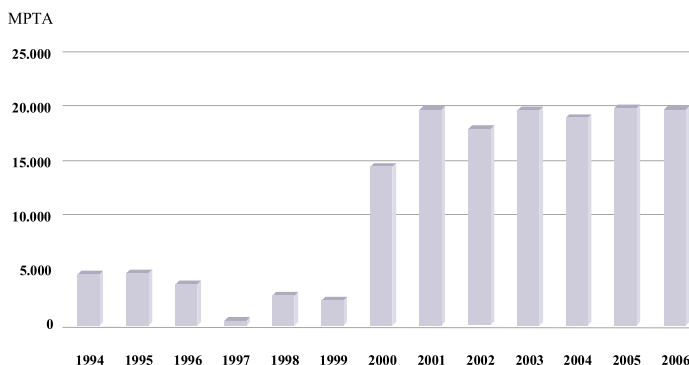
Los condicionantes medioambientales (ubicación de las instalaciones) y urbanísticos (competencia de las administraciones autonómicas y locales) han supuesto serias limitaciones a la hora de desarrollar estas infraestructuras.

Las previsiones de inversión anual para los próximos años se aproximan a los 20.000 millones de pesetas año (aproximadamente, 120 millones €) para la red de transporte de RED Eléctrica, tal y como se recoge en el gráfico adjunto.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Tabla 21: Infraestructuras de transporte en España. Previsiones de desarrollo.

Inversión prevista



FUENTE: REE.

En la actualidad, en España se considera como actividad de distribución aquella que tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde la red de transporte (400-220 kV) hasta los puntos de consumo en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de energía eléctrica a los consumidores o distribuidores que la adquieran a tarifa. Comprende las actividades de construcción de la red, operación y mantenimiento.

La actividad de distribución se considera también como un monopolio natural, por cuanto desde el punto de vista económico no es eficiente la existencia de redes paralelas alternativas para la distribución de electricidad. Por este motivo, aun en los sistemas liberalizados, es necesario fijar unos criterios estables de remuneración de la actividad de distribución que incentiven a los diversos agentes involucrados en la misma a desarrollar su actividad al mínimo coste, con las mínimas pérdidas de energía y con la máxima calidad de suministro.

PLANIFICACIÓN DE REDES

Es necesaria la planificación de la red, con carácter previo a la inversión efectiva, porque se trata de un monopolio natural, con discontinuidades (escalones) en su función de costes. Su desarrollo debe ser función de la generación y consumo del sistema, siendo su nivel de mallado el adecuado al grado de seguridad y calidad de suministro buscados.

En un contexto como el actual de competencia en las activida-

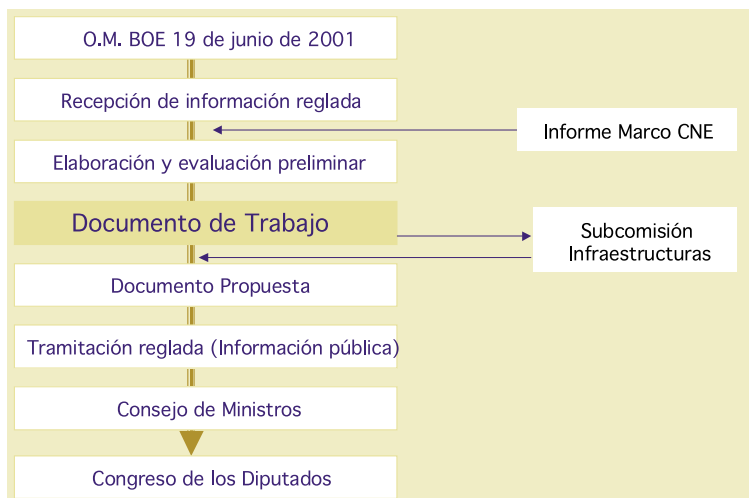
des de generación y comercialización, la planificación y la consiguiente inversión en red eléctrica, puede afectar heterogéneamente a los agentes del sistema. Por ello, el responsable último de esta planificación debe ser el Gobierno.

La planificación debe:

- Decidir cuándo, dónde y cómo incorporar nuevas instalaciones a la red de transporte
- Proporcionar plan de desarrollo de la red
- Mantenimiento y mejora de seguridad del sistema
- Garantizar homogeneidad calidad de servicio básica
- Posibilitar a todos los agentes un acceso equitativo a la red de transporte con las menores restricciones
- Proporcionar coherencia global de la red, espacial y temporal
- Contribuir a un desarrollo armónico e integrado de las infraestructuras

Además, se considera necesario una planificación indicativa en los costes de Generación y Comercialización liberalizados ya que una clasificación de los objetivos de política energética establecido por las Administraciones Públicas, permitiría abordar, con menor riesgo las importantes inversiones que en el área de las infraestructuras eléctricas, están llevando a cabo los agentes del Sistema.

A continuación se expone de forma sintética el proceso seguido en la planificación de las infraestructuras energéticas en España y los elementos en los que se fundamenta tal planificación.



FUENTE: UNIÓN FENOSA.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Elementos substanciales de la Planificación Energética

- ✧ Libro Verde sobre seguridad del aprovisionamiento energético. COM(200)769.
- ✧ Directiva 96/61/CE sobre prevención y control integrado de la contaminación (IPPC).
- ✧ Protocolo de Kioto. (1997)
- ✧ Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- ✧ Directiva 2001/80/CEE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (GIC).
- ✧ Directiva 2001/81/CEE sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos (NEC).

FUENTE: MINECO.

REGULACIÓN

En el cuadro que figura a continuación se destacan los tres elementos que debe contemplar el proceso de planificación de las infraestructuras energéticas: su soporte físico, la evaluación económica de la inversión y la regulación de tales infraestructuras, elemento muy importante sobre el que vamos a centrar este apartado.

Un proceso de planificación como el propuesto debe contemplar de forma integrada tres aspectos que se complementan:



FUENTE: UNIÓN FENOSA.

El transporte no se liberaliza a través de la competencia sino mediante la generalización del acceso de terceros a la red.

El Real Decreto 1955/2000 adapta la regulación de la actividad de transporte al nuevo entorno de competencia definido por la Ley 54/1997. El Real Decreto define los principios generales de la regulación de la actividad de transporte relativos a:

- Planificación de la red de transporte
- Calidad de servicio de la red de transporte
- Acceso y conexión a la red de transporte
- Autorizaciones de instalaciones de transporte

La planificación "per se", no garantiza la realización de las inversiones. Un entorno macroeconómico y regulatorio estables son fundamentales.

El desarrollo de la red y la retribución de su función han de mantener necesariamente una relación estrecha. La metodología retributiva ha de enviar señales claras sobre el desarrollo de la red que resulta necesario, evitando efectos negativos tales como la infrainversión o la sobreinversión..

Hay coincidencia en que la metodología actual para la retribución de la distribución en España no es la adecuada. Hay un nuevo marco retributivo en estudio todavía, y existen ciertos matices acerca de cómo se deberían retribuir y repartir, los ingresos de esta actividad. Debería ser suficiente y estable, con medidas que incentiven la mejora y la eficiencia, como puede ser la reducción de pérdidas de energía en la red.

Un aspecto importante en esta actividad es la vinculación que debe existir entre su retribución y el nivel de calidad exigido. En el contexto de la actual regulación, podrían separarse estos dos conceptos, ya que mientras la calidad de suministro ha sido fijada en los reglamentos establecidos por algunas Comunidades Autónomas, la retribución es responsabilidad de la Administración Central.

CONEXIONES INTERNACIONALES

Las interconexiones internacionales representan un elemento importante para aumentar la seguridad del suministro eléctrico, principalmente, en condiciones normales. Además mejoran la estabilidad de la red y el mantenimiento de la frecuencia y de la tensión. También son un elemento esencial para los intercambios de energía que permitan una mayor competencia en los sistemas interconectados.

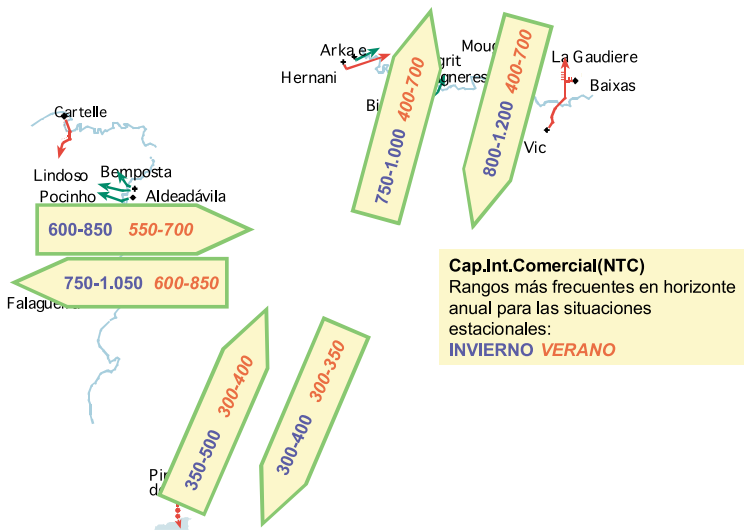
EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

En cuanto a situaciones en períodos críticos, las interconexiones hacen un papel más importante en el área de regulación que en el de aportación de energía, ya que los períodos críticos suele coincidir en los sistemas conectados.

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

En el gráfico que figura a continuación se presenta un esquema del actual nivel de interconexión de la península ibérica.

Tabla 22: Infraestructuras de transporte en España. Interconexiones. Situación actual



FUENTE: REE.

Y en el gráfico adjunto, se ofrece el panorama actual y futuro de la interconexión gasista de la península.

Tabla 23: Plantas regasificadoras.



Mercados, competencia y reglas

DÓNDE MERCADO Y DÓNDE NO

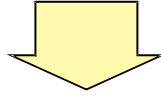
Los tiempos que vive el sector energético español, al igual que el de los otros países de nuestro entorno, en un contexto internacional de globalización, de relativa abundancia de fuentes energéticas, de notable avance tecnológico en toda la cadena del proceso de suministro energético, con precios de la energía relativamente bajos (al menos respecto a otros períodos históricos) y empresas energéticas relativamente saneadas, imponen al Estado un papel de menor protagonismo. Por ello la introducción de mecanismos competitivos en la regulación y la creación de nuevos mercados van ganando terreno.

Unas reglas regulatorias y de mercado predecibles y transparentes son condición necesaria (aunque no suficientes) para incentivar la inversión en todas las fases del suministro.

A continuación se sintetizan unos puntos clave que debe contemplar la regulación para que sea posible un mercado eficiente y competitivo.

- Separación contable patrimonial entre generación, distribución, transporte
- Responsabilidad por garantía de suministro.
- Mercado mayorista: fijación de precios.
- Remuneración del transporte: ampliaciones de la red.
- Remuneración de distribución.
- Tratamiento de concesiones.
- Naturaleza e independencia del ente regulador.
- Exportación-importación de energía.

En el esquema que figura a continuación podemos observar los principales desarrollos normativos realizados al amparo de la vigente Ley 54 / 1997 del Sector Eléctrico.

Tabla 24: Desarrollo normativo de la Ley del Sector Eléctrico.

<p>R.D.2017/1997 R.D. 2019/1997 O.M. 29/12/1997 O.M. 14/7/1998 R.D. 2818/1998 R.D. 2819/1998 R.D. 2820/1998 R.D-L 6/1999 R.D-L 6/2000 R.D. 1955/2000 Ley 9/2001 O.M. ECO/797/2002</p>	LO MÁS IMPORTANTE	<p>Liquidación de Costes. Mercado de Producción. Garantía de Potencia. Agentes Externos. Energías Renovables. Transporte y Distribución. Tarifas de Acceso. Medidas Urgentes de Liberalización. Medidas Urgentes de Intensificación Competencia. Transporte, Distribución y Calidad. Modificación D.T.6ª Ley 54/1997. Continuidad de suministro.</p>
---	--------------------------	---

FUENTE: MINECO.

Hay una aceptación general acerca de la forma en la que se ha organizado la competencia en la generación eléctrica en España. No obstante hay algunos aspectos sometidos a discusión.

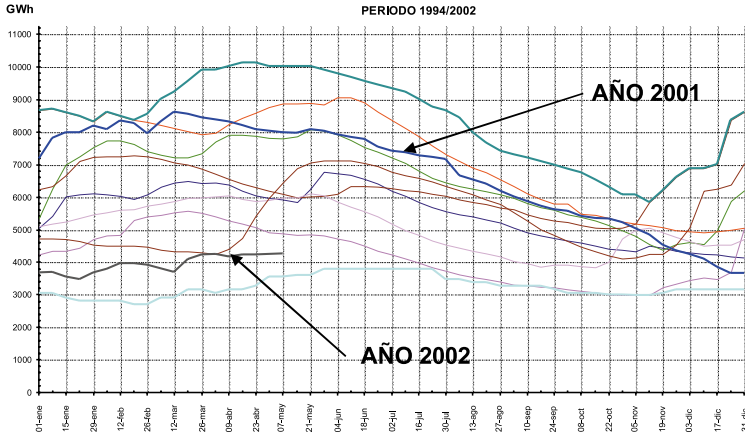
LA GARANTÍA DE POTENCIA

Uno de ellos es la "garantía de potencia", nombre seguramente desafortunado, porque es más bien un pago por capacidad disponible en los periodos críticos. Se paga este concepto en base a la disponibilidad real de los grupos térmicos y la histórica de los grupos hidráulicos.

En el cuadro que figura a continuación podemos observar el comportamiento de la generación hidroeléctrica en España en los últimos años. Como se observa, la hidraulicidad es altamente aleatoria, lo que, entre otras cosas, significa que la aportación como garantía de potencia de este tipo de centrales no es igual que el de la térmicas, bien sean éstas convencionales o nucleares.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Tabla 25: Comportamiento de la energía hidroeléctrica

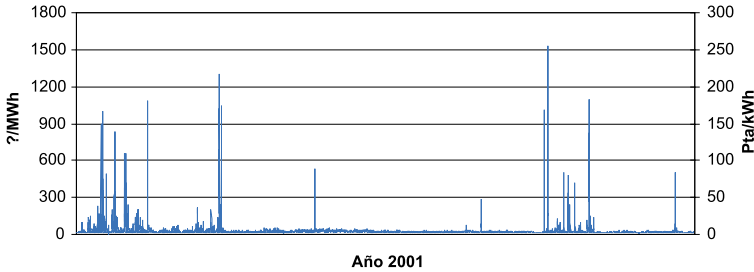


FUENTE: IBERDROLA.

Ciertamente en otros mercados eléctricos no hay pago por este concepto (California, el NETA inglés), pero la carencia de un concepto de pago implica altas volatilidades de precios y grandes incertidumbres para los agentes en periodos críticos. Un ejemplo de este tipo de mercado se da en Australia en el que los agentes del sistema deben asumir en los periodos críticos precios especulativos exageradamente altos, tal y como puede verse en el gráfico siguiente.

En Australia, la evolución del precio del mercado es la única señal para la instalación de nueva capacidad. Sin embargo, es necesario asumir momentos de precios especulativos exageradamente altos.

Tabla 26: Precio marginal del mercado en Quensland.



FUENTE: IBERDROLA.

La normativa española se ha diseñado con el objetivo de distorsionar al mínimo el funcionamiento del mercado. Se define un fondo a repartir y unas reglas sencillas de reparto.

A continuación se sintetiza el funcionamiento de esta normativa.

FONDO A REPARTIR

0,8 pta/kWh por la demanda nacional en barras de central.

SUJETOS CON DERECHO A COBRO

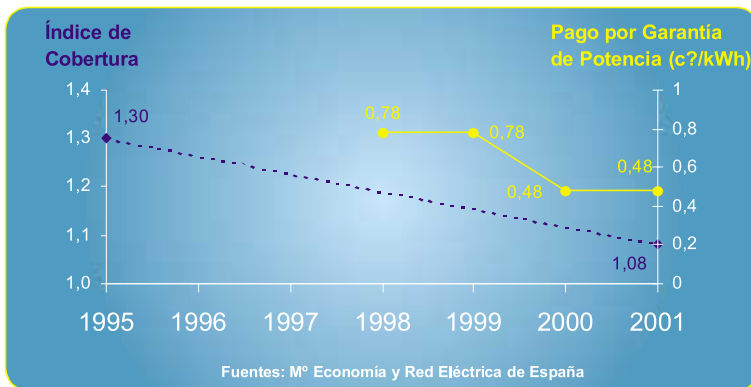
- Unidades de Producción instaladas en España que hayan acreditado 480 horas de funcionamiento equivalente a plena carga en el ejercicio anterior
- Unidades acogidas al régimen especial que accedan al mercado

SUJETOS OBLIGADOS AL PAGO

- Distribuidores
- Comercializadores
- Consumidores Cualificados
- Agentes Externos.

Sin embargo en el caso español, no tiene sentido que últimamente el pago por garantía de potencia disminuya a la vez que el margen de seguridad del sistema lo hace. Transmite, por tanto, una señal no adecuada al mercado. Esto se refleja en el gráfico que viene a continuación.

Tabla 27: Reducción del Pago por Garantía de Potencia.



Existen métodos académicos de asignación del pago de garantía de potencia basados en análisis probabilísticos (LOLP) pero la complejidad que introducen no parece justificar suficientemente su uso.

El mercado español ha adoptado un método sencillo de cálculo de los derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia. No

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

obstante, los cambios que se han venido registrando en sus parámetros fundamentales producen en los agentes del sistema inseguridad en cuanto al futuro de este complemento de remuneración.

METODOLOGÍA TARIFARIA PARA LA ELECTRICIDAD

La fijación de precios regulados es inevitable cuando se produce una situación denominada "monopolio natural", normalmente en negocios de redes (reales o virtuales) donde se presentan altos costes de inversión, normalmente servicios públicos (esto es, el propietario de la red no decide unilateralmente la expansión de la red y tiene la obligación de dar acceso y/o suministro) y que presentan costes marginales decrecientes, de forma que (siempre que no haya congestión) la entrada de un competidor pone en crisis a todos los ofertantes salvo que aumenten los precios en gran cuantía, lo que perjudicaría al usuario.

La tarificación, bien sea entendida como Tarifa Integral o como Tarifa de Acceso a una red o instalación básica, ha de basarse en los siguientes principios generales:

- Objetividad y no discriminación
- Transparencia
- Simplicidad
- Predictibilidad
- Eficiencia y suficiencia económica
- Eficiencia asignativa

Objetividad significa que debe existir una metodología para el cálculo de la retribución por el bien / servicio ofertado, que recoja únicamente aquellos componentes de coste en los que necesariamente se debe incurrir y que no presente discriminaciones entre tipos de usuarios o tipos de proveedores del bien / servicio.

Transparencia significa que cualquier usuario, real o potencial, nacional o extranjero, debe tener total información de la metodología, y de los importes correspondientes a tales costes. Para ello la metodología y los precios tarifados deben ser públicos y publicados.

Simplicidad: La transparencia seguramente está bastante relacionada con la sencillez metodológica: debe haber pocos parámetros, y que estos sean razonables, fáciles de conocer y medir, y por lo tanto auditables.

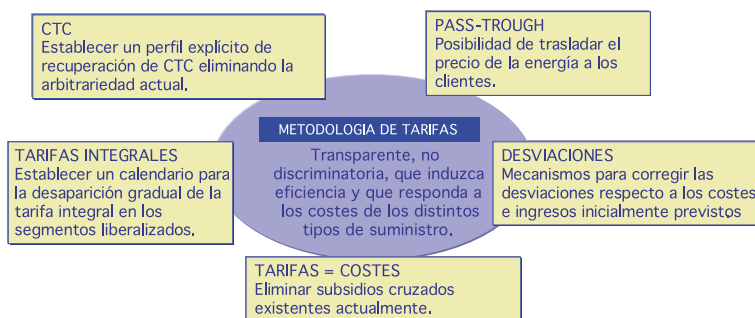
Predictibilidad significa que el grado de incertidumbre acerca de la vigencia de la metodología y de la evolución de los precios tarifados en relación a los costes sea mínima para cualquier utilizador del servicio o de la red, real o potencial, nacional o extranjero.

Eficiencia económica significa que la metodología debe proporcionar una solución óptima entre una calidad y alcance mínimo de dicho servicio a un coste mínimo.

Suficiencia económica significa que los proveedores del bien / servicio deben percibir una remuneración suficiente para garantizar su viabilidad económica.

Eficiencia asignativa significa que cada agente pague los costes que le corresponden y que cada parte de los proveedores perciban una remuneración ajustada a los costes incurridos, siempre y cuando estos sean costes mínimos.

En el cuadro que figura a continuación se sintetiza la aplicación al sector eléctrico de tales principios.



FUENTE: UNION FENOSA.

Por consiguiente debe existir una metodología transparente, estable y homologable con la de otros países de la UE, asegurando la recuperación normal de los costes regulados.

Actualmente el Ministerio de Economía quiere establecer una nueva metodología de las tarifas eléctricas que debería responder a estos conceptos, así como también la normativa relativa a las tarifas de acceso. Podrían ser aprobadas por el Gobierno durante el otoño de 2002.

Un ejemplo de esta filosofía son las tarifas del gas natural recientemente aprobadas.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

EL NUEVO MAPA EMPRESARIAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Es importante señalar que es previsible la entrada de nuevos agentes en el sector eléctrico de nuestro país.

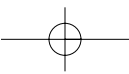
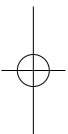
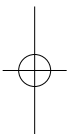
La aparición de Gas Natural en la generación y la comercialización es un hecho reciente.

La venta de Viesgo a Enel por parte de Endesa es otro hecho importante que permite a la eléctrica italiana aparecer en todas las actividades del suministro eléctrico español.

La reestructuración accionarial de Hidrocantábrico, tras la frustrada OPA de RWE y de Unión Fenosa, permite aparecer a EDP en el mercado español, y de forma indirecta a EDF.

Cuando se pongan en marcha algunas de las plantas de CCGT previstas, al menos en la generación aparecerán algunas empresas nuevas (RWE, con Iberdrola; AES; Intergen, Entergy, etc).

Por consiguiente, el mapa eléctrico empresarial ha de cambiar de forma sustancial en los próximos años.



EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Nuevas formas de comprar y vender

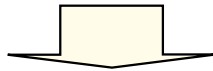
ELEGIBILIDAD

Hoy en España un 54% del consumo eléctrico puede acceder al mercado, es decir, puede elegir suministrador (62.000 consumidores). De ellos, más de 2/3 están en el mercado y el 1/3 restante permanece en la tarifa integral.

El próximo 1 de enero de 2003 todos los consumidores de gas y electricidad en España, podrán acceder al mercado. Para que este importante hito sea efectivo habrán de acometerse importantes inversiones. En el Reino Unido se estimó este coste en torno a los 1.500 millones de euros.

No obstante parece recomendable mantener cierta cautela a la hora de hacer desaparecer la tarifa integral, ya que ésta es una opción para aquellos consumidores con menor poder de negociación, o que no quieran ejercer su derecho de elección de suministrador.

TARIFAS ELÉCTRICAS INTEGRALES



Los desarrollos normativos de la ley no han desarrollado el tema de la tarifa eléctrica integral por el momento

Se mantienen las definiciones existentes en la Orden de 12 de enero de 1995.

PREVISIONES DE SU EXISTENCIA



Hasta 1.1.2007 las de alta tensión.
No existe previsión de desaparición de las de baja tensión.

Las tarifas eléctricas integrales son únicas para todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades. La Ley 54/97 no les da el carácter de máximas, sólo habla de únicas. La Ley prevé suplementos territo-

riales en el caso de que las actividades eléctricas sean gravadas con tributos de carácter autonómico o local, cuya cuota se obtenga mediante reglas no uniformes.

A pesar del corto espacio de tiempo transcurrido, ha existido variada regla-mentación sobre peajes:

- La contenida en la tarifa para el año 1998 (aplicable para 1998).
(Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre)
- La publicada en 1998 (aplicable para 1999 y siguientes).
(Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre)
- La publicada en 2001 (aplicable para 2002 y siguientes).
(Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre)

DESARROLLOS DE NUEVOS MERCADOS Y REGLAS

Uno de los retos del mercado eléctrico español es el desarrollo de mercados a plazo (forwards y futuros).

Ciertamente en el sector eléctrico español los contratos bilaterales a plazo (forwards) no han tenido el desarrollo deseable, ni cuantitativa ni cualitativamente.

Algunas dificultades se refieren a la desconfianza de ciertos comercializadores mayoristas sin generación a la hora de exponerse a la volatilidad de los precios spot.

Otra dificultad viene porque la tarifa integral marca un techo a tales contratos, lo que frena su expansión.

También, la acepción "bilateral física" de tales contratos se vé perjudicada por la actual regulación.

La estandarización permite dotar de liquidez a estos mercados. Por el momento no está definida su organización, y las alternativas disponibles presentan ventajas e inconvenientes.

La utilización de mecanismos financieros novedosos en la compra-venta de electricidad presenta algunas ventajas que enumeramos a continuación.

- Suministran información sobre la estructura temporal de precios de la electricidad.
- Permiten fijar el coste de adquisición y/o el precio de venta de la energía eléctrica.
- Facilitan la realización de estrategias de cobertura para gestionar riesgos.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

- Permiten comparar precios entre mercados, tanto los precios de las materias primas como los correspondientes a la electricidad al contado.
- Como consecuencia del último punto, se pueden hacer operaciones de arbitraje entre mercados.

CALIDAD

Otra cuestión relevante se refiere a la calidad de servicio que reciben aproximadamente los 22 millones de clientes del sector eléctrico (cuestión regulada en el Real Decreto 1955/2000). Hay que resaltar lo siguiente:

- La calidad objetiva del servicio eléctrico no es la percibida por la sociedad, o la publicada por los medios de comunicación.
- Para lograr una máxima calidad habría que destinar ingentes recursos, lo cual no tiene ningún sentido económico.
- El alcance del servicio eléctrico en España es al menos tan universal como la sanidad o la educación, por ejemplo.

COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

La comercialización de electricidad es un negocio nuevo, de riesgo, con márgenes estrechos y cuyo éxito dependerá de la estrategia de la compañía, de su habilidad para retener a los clientes, de que además haya una venta cruzada de productos y servicios y alianzas con proveedores de servicios, de la captación selectiva de clientes rentables y por tanto del conocimiento del cliente, de los costes y por tanto de la escala y finalmente de la imagen de marca.

El desarrollo de esta actividad implica investigación de mercados, desarrollo de productos y servicios, fijación de precios, comunicación, promoción y distribución y venta de los nuevos productos y servicios.

En el cuadro que figura a continuación se sintetiza la relación cliente - comercializador.

Tabla 28: Visión global de la relación contractual entre cliente y comercializador

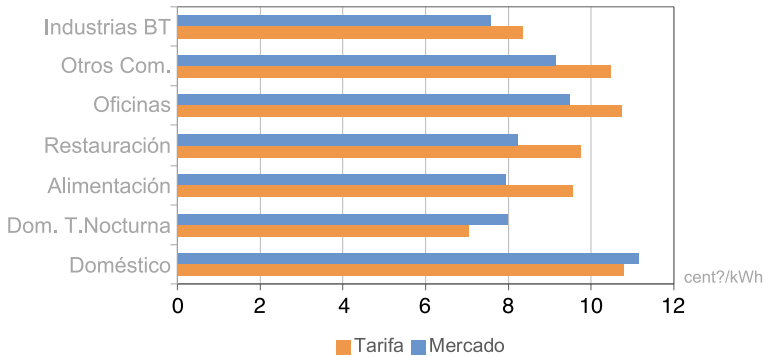


FUENTE: ENDESA.

Las experiencias son escasas y recientes y como se ha dicho, en la actual situación, los márgenes resultan cortos. Téngase en cuenta que, por ejemplo, en el caso de Inglaterra se ha evaluado que la retención de un cliente requiere un coste de unas 25 libras, mientras que conseguir uno nuevo supone aproximadamente 65 libras. Por consiguiente en USA, han desaparecido numerosos comercializadores así como otros que utilizaban INTERNET como vía de comercialización.

El nivel de la tarifa integral para cada tipo de consumidor determina las posibilidades de comercialización. Esto se puede ver de forma gráfica en el cuadro que sigue.

Tabla 29: Comparativa Tarifa-Mercado BT



FUENTE: HIDROCANTABRICO.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

De este gráfico se deduce que es necesario alcanzar una armonización entre los precios de la tarifa eléctrica y los del mercado para evitar algunas contradicciones que se dan actualmente.

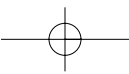
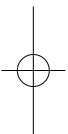
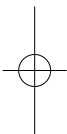
Hay numerosas incertidumbres relacionadas con un posible cambio de comercializador. Algunas de ellas se relacionan a continuación:

- Alta de contratos en el mercado liberalizado
- Cambio de comercializador
- Baja de contratos y vuelta a tarifa integral
- Equipos de medida
- Procedimientos de gestión en el mercado libre
- Procedimientos de intercambio de medidas
- Utilización de perfiles de carga
- Procedimientos de liquidación

Para ello la CNE ha formado 5 grupos de trabajo cuyo objetivo es la regulación de la operativa en el futuro mercado liberalizado. Estos son:

- Gestión de contratos
- Equipos de medida
- Procedimientos de intercambio de medidas
- Perfiles de carga
- Liquidaciones

Es necesario el desarrollo y establecimiento de una normativa lo más rápida-mente posible que evite las incertidumbres existentes actualmente en todos estos temas.



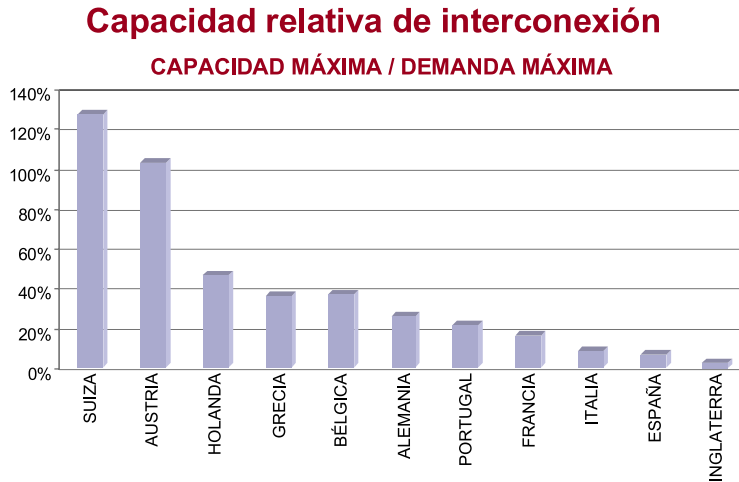
EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Un salto en la escala geográfica del mercado: el mercado ibérico y el mercado único.

Se están ampliando la escala geográfica de los mercados. Este proceso no está exento de grandes dificultades, básicamente derivadas de que hay que homogeneizar los sistemas energéticos (elegibilidad de los consumidores, requerimientos de servicio público, grado de segregación de actividades...) y las reglas de mercado, ya que éstas son, en general, bastante dispares. Otra dificultad es la falta de capacidad suficiente en las redes de interconexión entre algunas regiones, cuestión que afecta mucho a España, ya que en cierto modo, somos hoy en día todavía una isla energética.

El cuadro que figura a continuación acredita la afirmación anterior.

Tabla 30: Infraestructuras de transporte en España. Situación actual. Interconexiones.



MERCADO ÚNICO

La mayor dimensión del mercado debe proporcionar una mayor seguridad en el suministro. Es previsible que la dependencia energética exterior de la UE, y de España en particular, aumenten en esta década.

El Libro Verde de la Comisión es un importante hito al respecto, ya que el establecimiento del Mercado Interior de Energía en la UE, es considerado como un componente fundamental para la seguridad del suministro energético. El funcionamiento de este enorme Mercado de electricidad y gas, 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.

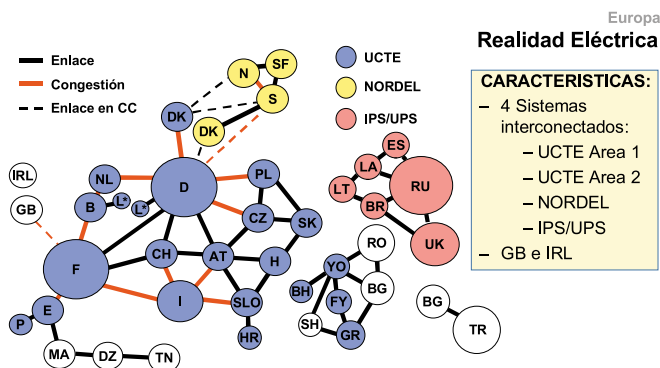
En la práctica se ha conseguido que, actualmente los 2/3 de la demanda de electricidad, y casi el 80% de la demanda de gas estén abiertos a la competencia a escala comunitaria, y los precios han bajado de forma notable, especialmente los de la electricidad.

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 (reforzamiento, entre otras medidas, de las interconexiones) hará que a nivel de Comunidad, quede abierto totalmente el mercado para los clientes empresariales en el 2004, y en breve plazo se adopte un plazo claro para la apertura total del mercado.

Los órganos rectores de la UE consideran que la apertura del mercado y la protección del servicio público, son objetivos complementarios, dado que la competencia mejora la calidad del servicio, tal y como se ha podido comprobar en el Sector de las Telecomunicaciones, y se está viendo hoy día igualmente, con carácter general, en los mercados de la electricidad y del gas.

Respecto al fomento de las interconexiones internacionales, como ya se ha indicado es una de las actuaciones comunitarias prioritarias para acelerar la creación del Mercado Interior de la electricidad. En el gráfico adjunto se recoge la interconexión actual de los diversos sistemas eléctricos existentes en Europa.

Tabla 31: Sistemas eléctricos interconectados.



FUENTE: IBERDROLA.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

MERCADO IBÉRICO

Un aspecto reseñable es la promoción de un Mercado Ibérico de Electricidad, y seguramente más adelante para el gas. El logro de tal mercado no está exento de dificultades dadas las desigualdades entre los procesos de liberalización llevados en ambos países.

El objetivo último de este Acuerdo firmado en noviembre de 2001, es la entrada en funcionamiento, a partir del 1 de enero de 2003, de un mercado eléctrico conjunto, entre los dos países, basado en los principios de competencia, transparencia, objetividad y eficiencia.

Entre los compromisos recogidos en el documento cabe mencionar.

- La creación de un Operador del Mercado Ibérico
- 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.
- 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.

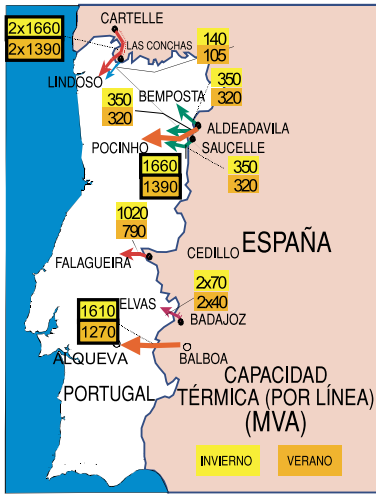
Este mercado abastecerá en su momento a una población de unos 50 millones de habitantes, con sus 27 millones de clientes, un consumo eléctrico de unos 250.000 Gwh, una capacidad instalada de unos 66.000 Mw, y una punta de demanda de unos 42.000 Mw.

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. Por ello parece que los plazos de tiempo propuestos en el acuerdo son difícilmente alcanzables.

Además deberán respetarse los derechos que actualmente tiene los agentes generadores de ambos Sistemas, como son la percepción de los CTCs españoles y los contratos a largo plazo con precios tipos entre generadores portugueses y su Operador del Sistema. Asimismo la capacidad de interconexión entre ambos sistemas, tendría que aumentarse si se quieren alcanzar los objetivos propuestos.

Un punto fundamental será también la ampliación de interconexión entre ambos sistemas y que están recogidos en el gráfico adjunto. Ya se saben las dificultades de todo tipo que conlleva el desarrollo de estas infraestructuras.

Tabla 32: Sistemas eléctricos interconectados.

**Principales corredores (actuaciones)**

- **Corredor Norte**
 - Cartelle - Lindoso DC 400 kV
- **Corredor Duero**
 - Aldeadávila - Bemposta 220 kV
 - Aldeadávila - Pocinho 220 kV
 - Saucelle - Pocinho 220 kV
 - Aldeadávila - Duero Inter 400 kV
- **Corredores Tajo y Sur**
 - Cedillo - Falagueira 400 kV
 - Alqueva - Balboa 400 kV

Tensiones inferiores

- Conchas - Lindoso 132 kV
- Badajoz - Elvas 66 kV

FUENTE: REE.

En definitiva parece que el calendario de actuaciones previsto es muy apretado, por lo que deberá tenerse mucho cuidado en poner en marcha un mercado que no es suficientemente homogéneo, y que por tanto, puede no ofrecer a los agentes del sistema las necesarias garantías para su buen funcionamiento.

La limitación medioambiental

AHORRO Y EFICIENCIA

La intensidad en el uso de la energía primaria (consumo energético por unidad de PIB) sube en España mientras que baja, en general, en Europa.

Así, en la Unión Europea desde 1990 a 1999, el indicador de intensidad primaria se ha reducido un 5,9%, a una tasa media anual de -0,68%. Y en España desde 1990 a 1999, el indicador de intensidad primaria se ha incrementado un 6,4%, a una tasa media anual de +0,69%. El ritmo y la orientación de nuestro crecimiento económico lo explican.

Otro tanto ha ocurrido en el sector eléctrico, ya que la intensidad de consumo eléctrico (indicador que mide el consumo de electricidad por unidad de valor añadido en el PIB) ha pasado de 0,325 kwh/euro en 1980 a 0,398 kwh/euro en el año 2000: es decir, est indicador ha tenido un crecimiento del 1,35% durante la década de los noventa.

Este aumento ha sido debido tanto a la orientación de nuestro crecimiento económico, como a su ritmo, ya que el crecimiento de consumo "per capita" ha sido muy importante, pasando, de los 3.744 kWh/ hab. en 1990 a los 5.365 kWh/hab. en el año 2000.

Para minimizar los impactos ambientales en el sector eléctrico hay dos aspectos básicos a considerar. Uno es el de implantar estrategias de ahorro y eficiencia eléctrica. Otro el uso energías de alternativas poco contaminantes en la generación (se desarrolla en el siguiente apartado).

Respecto al primer aspecto, deberían implantarse mecanismos de incentiviación de gestión de la demanda. Así por ejemplo, dentro del Sector Eléctrico el artículo 46 de la Ley 54/1997 dispone que las empresas distribuidoras y comercializadoras podrán desarrollar programas de actuación para mejorar la eficiencia eléctrica. Sin embargo todavía no se han establecido los mecanismos regulatorios que hagan posible este tipo de actuaciones.

Por otra parte hay que tener en cuenta que en España, en el sector industrial la intensidad energética se redujo en 5,6% (entre 1990 y 1999), en

en el sector residencial los consumos de energía aumentaron un 4,8%, en el sector del transporte los consumos de energía crecieron un 4,8% y en el sector de servicios los consumos de energía aumentaron un 5%. Estos datos deben orientar hacia dónde dirigir los esfuerzos de ahorro y eficiencia, con el objeto de conseguir los objetivos enunciados por la Comisión Europea en el Plan de Acción de la U.E., que propone la reducción de la intensidad primaria en un 1% anual hasta el 2010.

A continuación se presenta un resumen de los mecanismos contemplados en dicho Plan.

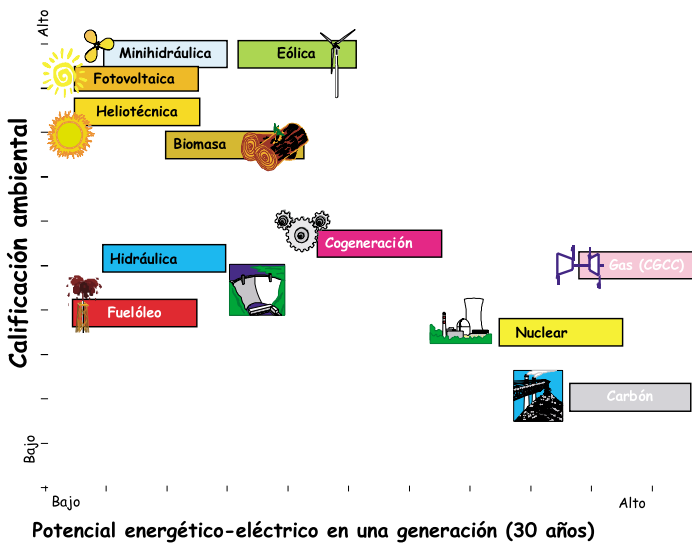
“Plan de Acción para mejorar la Eficiencia Energética en la C.E.”

MECANISMOS:

1. Medidas para mejorar la integración de la Eficiencia Energética en otras políticas (urbana y regional, de tarifas, et.≠
2. Medidas para reorientar y reforzar las actuales medidas comunitarias, que han obtenido buenos resultados.
3. Nuevas acciones y medidas comunes coordinadas.

ENERGÍAS RENOVABLES

Lo primero que se debe señalar de las energías renovables en sus diferentes acepciones (eólica, solar, cogeneración, biomasa...) es que son muy buenas alternativas desde el punto de vista medioambiental.



EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Las energías renovables, además, reducen el problema de la dependencia exterior y son relativamente intensivas en empleo, pero también presentan algunos inconvenientes, como son: la aleatoriedad de la fuente (eólica o solar, aunque algunos agentes sostienen que la eólica puede ser programable y predecible) por lo que no proporcionan casi garantía de potencia, la heterogeneidad de los mismos, (sobre todo la biomasa), la estacionalidad y la baja densidad energética (sobre todo la solar).

Las energías renovables necesitan de políticas decididas, porque si bien cumplen con holgura los anteriores condicionantes, por el momento no resultan competitivas frente a las fuentes de generación tradicionales. Dicho lo cual, hay que señalar que no es tarea sencilla calcular los costes totales de cada una de las fuentes de generación eléctrica, toda vez que no se suelen considerar todas y cada una de las externalidades (que no son sólo las de carácter medioambiental).

A continuación se presenta un resumen del marco legislativo de las energías renovables en la UE .

El marco legislativo de las energías renovables en la Unión Europea

- * Libro Blanco.
Objetivo General:
Aportación de las fuentes de energía renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la Unión Europea en el año 2010.
- * Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre del 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable, en el mercado interior de la electricidad.
- * Directrices comunitaria sobre ayudas estatales a favor del medioambiente (2001/C37/03). Diario Oficial de las Comunidades Europeas 3/02/2001.

El Libro Blanco de la Comisión de la UE pretende que como media europea las EE.RR. supongan el 12% de la energía primaria. Este es un objetivo sumamente ambicioso y favorable a las EE.RR. Hoy en España hay unos 5.500 Mw instalados de energías renovables, que producen del orden del 14% y suponen un 8,5% de la energía vertida a la red.

En España el tratamiento de las energías renovables está contemplado en las referencias legislativas que se presentan a continuación.

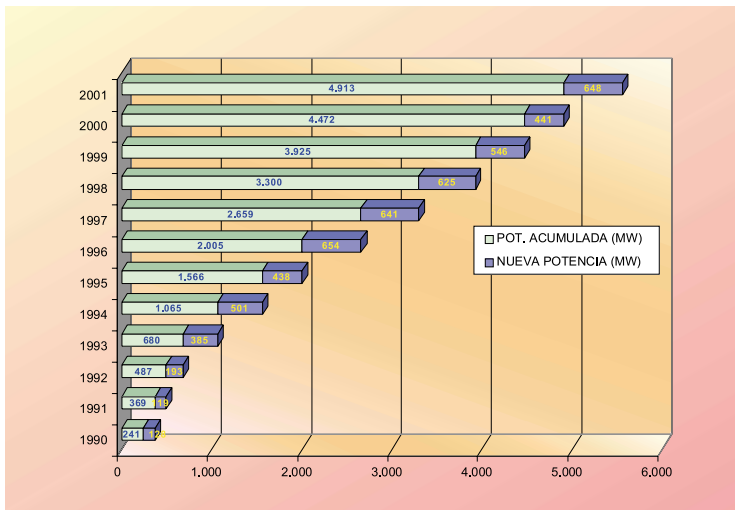
El marco legislativo de las energías renovables en España

- * Ley 54/1997
- * Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración.
- * R.D. 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

El establecimiento de estrategias regulatorias (primas, certificados verdes, subastas, etc.) que incentiven el que las instalaciones de energías renovables y cogeneración deban compatibilizar los principios de su fomento con objetivos de eficiencia y reducción de costes, principios que deben regir la planificación energética de cualquier sistema energético..

Dentro del panorama español de las energías renovables, destaca el desarrollo de la cogeneración habido los últimos años, tal y como se muestra a continuación.

Tabla 33: Evolución de la cogeneración en España.

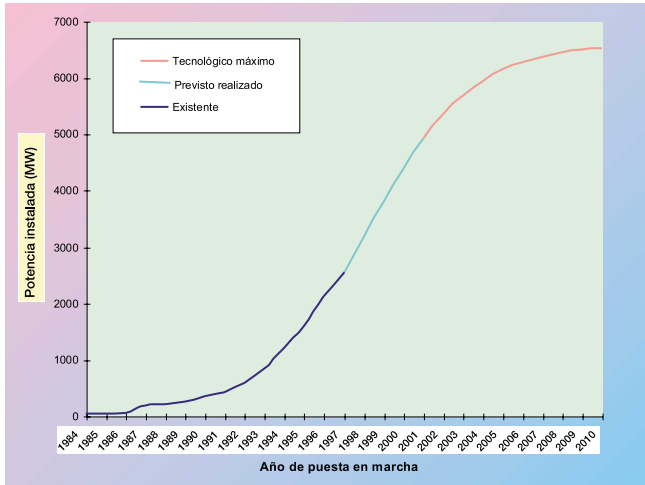


FUENTE: IDAE.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Pero el desarrollo de la cogeneración en España está encontrando ya ciertos límites lógicos, toda vez que cada vez es más complicado hallar nuevas fuentes industriales de calor.

Tabla 34: Evolución de la cogeneración en España.



FUENTE: IDAE.

EMISIONES

A continuación se presentan las principales normas y acuerdos de carácter internacional que enmarcan las condiciones medioambientales sobre las que se debe desarrollar la generación eléctrica.

Condicionantes medioambientales de la producción de electricidad

Directiva de Techos Nacionales de Emisión (NEC),
SO₂, NO_x, VOCs y NH₃.

Directiva Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) ,
V.L.E sobre SO₂, NO_x y PM.

Directiva Marco Calidad e Hijas: n°1(SO₂, NO₂, NO_x,
PM y Pb); n°3 Ozono.

Directiva sobre Prevención y Control Integrado de la
Contaminación (IPPC). Anteproyecto de Ley

Protocolo de KIOTO 2008-2012.

Directiva comercio de emisiones GEI

FUENTE: UNESA.

Las emisiones están íntimamente ligadas al crecimiento económico y al consiguiente crecimiento de la demanda de energía en todos los ámbitos de las actividades de los ciudadanos.

Respecto a las emisiones de CO₂, la situación de España es preocupante. Aunque 9 de los 15 miembros de la UE están emitiendo por encima de los límites acordados tras Kioto 1997, España es de los que más se alejan del compromiso adquirido.

El hecho de que las tasas de crecimiento económico registradas en España en los últimos años, hayan sido superiores a la media comunitaria, es un dato relevante a tener en cuenta a la hora de analizar y comprender el nivel de emisiones registrado.

Una de las áreas donde también se debe avanzar es en la relativa a la aplicación de los mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto. Mecanismos, que, junto a los sumideros, permitirán restar emisiones, a la par que impulsar otras acciones positivas como la transferencia de tecnologías limpias o la mejora de nuestros bosques y cubierta vegetal en el caso de los sumideros. A tal efecto es importante la labor que ya se ha puesto en marcha en los Grupos de Trabajo creados por la Oficina de Cambio Climático.

La promoción de instrumentos económicos o administrativos para converger en torno a tales objetivos se presenta polémica y dificultosa.

Por su interés, y por la inquietud que genera, a continuación se presenta un resumen de la propuesta de Directiva de la UE sobre comercio de emisiones.

Propuesta de Directiva de comercio de emisiones GEI

Entrada en vigor 2005

Ámbito de aplicación restringido a algunos sectores

Comercio de CO₂

Carácter obligatorio

Fase preliminar 2005-2007

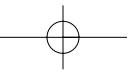
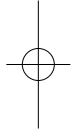
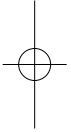
Menores sanciones.

Asignación gratuita

FUENTE: UNESA.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

El Plan de Fomento de Energías Renovables español, cuya culminación en el 2010 supondrá un ahorro de entre 25 y 40 millones de Tm de CO2, tiene por objeto lograr que el 12% de la energía primaria sea renovable, habiéndose alcanzado ya el 6,5% desde su aprobación en 1999.

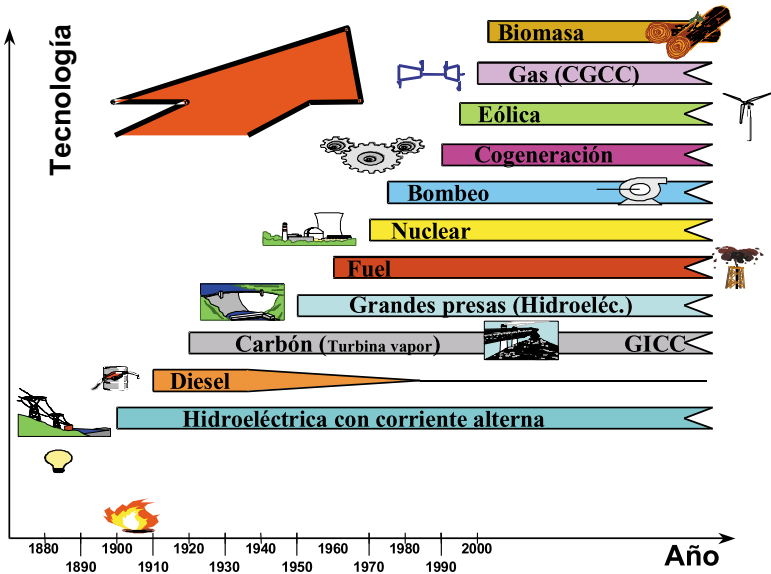


EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

El cambio tecnológico como garantía de suministro en el futuro

En el sector eléctrico se han aprovechado las tecnologías disponibles que mejor se ajustaban a una cobertura eficiente y económica de la demanda. Es uno de los ámbitos donde la actualización tecnológica ha sido más permanente

Podemos ver de una forma más gráfica la afirmación anterior en el cuadro que figura a continuación.



FUENTE: Martínez Val.

El proceso de cambio tecnológico también está presente lógicamente en el sector eléctrico. Este puede expresarse mediante mejoras en las tecnologías actuales como son: mayores eficiencias de las energías renovables (hoy los aerogeneradores son de 2.000 Kw frente a los 300 Kw hace poco tiempo), desarrollo de técnicas para la combustión más "limpia" del carbón, ciclos más largos en las recargas de combustibles en las CCNN, etc.

También se consigue a través de soluciones que todavía son experi-

mentales, tales como las células de combustible, el uso masivo de gas líquido, los reactores nucleares avanzados, las tecnologías marinas, etc.

Los relatores hemos entendido que si bien la garantía de suministro a corto plazo no se puede fiar exclusivamente a un cambio tecnológico radical, sin embargo, no se puede vislumbrar el futuro sin perseverar en las posibilidades que ofrece el cambio tecnológico, por utópico que hoy nos parezca.

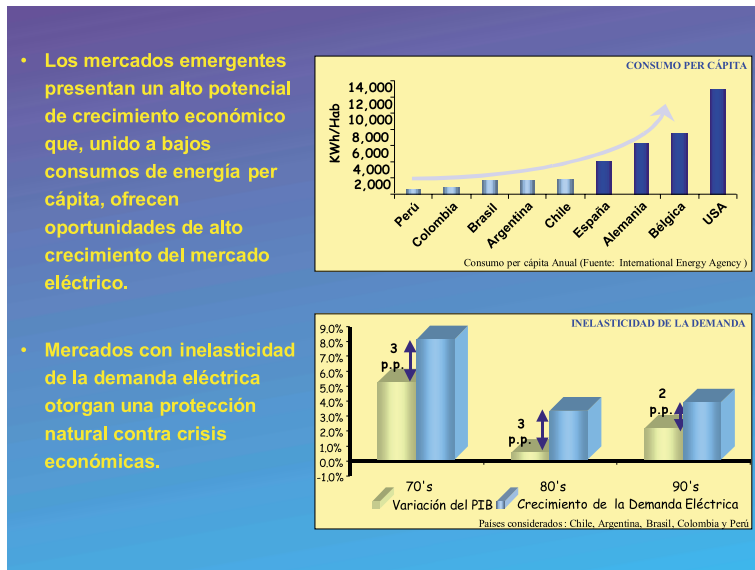
EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Empresas energéticas, administraciones públicas y agentes sociales

Actualmente las empresas energéticas españolas, deben enfrentarse además de a los retos de cualquier otra empresa (maximizar a corto y a largo plazo el valor para el accionista), a algunos otros particulares:

- Diversificación de sus actividades
- Expansionarse internacionalmente
- Competir con la aparición de nuevos agentes en el mercado español

La expansión internacional se basa en posicionarse en mercados emergentes en los que a ser posible, el riesgo sea moderado y la rentabilidad elevada.



FUENTE: ENDESA.

Cada empresa ha tomado sus opciones estratégicas, pero en general, es común una fuerte apuesta por el mercado latinoamericano y en menor medida por el europeo, así como una cierta integración de los negocios gasistas y eléctricos.

En todo caso, hay una serie de requisitos político económicos que deben cumplirse en los mercados emergentes para hacer atractiva la inversión de la empresa española. Estos requisitos se sintetizan a continuación.



FUENTE: ENDESA.

Respecto a las actuaciones de las Administraciones Públicas en el área energética, en general, y en el sector eléctrico en particular, es reseñable la escasa sintonía que muchas veces tienen las Administraciones regionales y locales con los ejecutores de las inversiones energéticas, lo que supone, como mínimo retrasos muy perjudiciales en el desarrollo de los proyectos, y distorsiones en el funcionamiento de los mercados y en la calidad del servicio.

Y es que así es nuestro sistema legal e institucional, pero ello no es óbice para que se deban hacer esfuerzos por parte de las Administraciones públicas y otros Agentes sociales en aras de minimizar estas disfunciones.

Otro problema es el relativo a la capacidad de las Comunidades Autónomas para imponer ciertas cargas o tributos sobre el suministro, así como para legislar en materia de calidad del suministro. El caso es que estas diferencias entre CC.AA. se enfrentan a uno de los valores clásicos de la regulación española: la tarifa única, es decir, aquella que no discrimina a los consumidores tipo en función del lugar del territorio en el que se ubican.

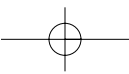
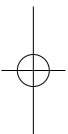
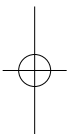
Si bien la tarifa única tiene una gran aceptación social en España, hay que señalar algunos argumentos en su contra. Consideramos que el

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

principal es debido a su ineficacia en cuanto a que el consumidor no percibe ningún incentivo económico para localizar sus consumos en aquellas zonas en las que el coste del suministro sea mas barato.

Por ejemplo, la tarifa eléctrica podría distinguir entre la punta de Levante, que es en verano, y la del norte y Castilla – León, que es en invierno.

Por otro lado, el sistema de tarifa única obliga a prorratar las pérdidas eléctricas entre todos los agentes del mercado, en lugar de identificar el nivel de pérdidas de cada unidad de producción y de consumo, favoreciendo lógicamente a aquellas unidades que produjeran menores pérdidas.



EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

ANEXO I

Funcionamiento del Sector Eléctrico Español

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

El ordenamiento eléctrico actual tiene como referentes principales, a nivel nacional, la *Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional* (LOSEN) de diciembre de 1994, el *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional* de diciembre de 1996, y fundamentalmente, la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico* de noviembre de 1997. En el ámbito de la Unión Europea, hay también numerosas iniciativas desreguladoras pero, es la *Directiva 90/92/CE sobre normas comunes para el Desarrollo del Mercado Interior de la Electricidad*, aprobada por el Consejo de Ministros de la Unión Europea de 19 de diciembre de 1996, y el principal referente.

El desarrollo normativo de la Ley del Sector Eléctrico abarca numerosos aspectos, tales como el mercado mayorista de producción, la garantía de potencia, la liquidación de costes, las tarifas de acceso, las energías renovables, la distribución y calidad de suministro, las medidas urgentes de liberalización e intensificación de la competencia, etc.

Un esquema del desarrollo normativo actual se recoge a continuación.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

CRITERIOS BÁSICOS

Los criterios fundamentales en lo que está basado el funcionamiento del Sector Eléctrico español pueden resumirse muy someramente de la siguiente forma:

- Se ha sustituido el concepto de servicio público que tenía este sector anteriormente, por la expresa "garantía de suministro a todos los consumidores" dentro del territorio Español.
Asimismo la explotación unificada del sistema eléctrico nacional dejó también de ser un servicio público de titularidad estatal.
- Está establecido el principio de la separación jurídica entre "*actividades reguladas*" -transporte y distribución- y "*no reguladas*" -generación y comercialización.
- La generación, al ser una actividad no regulada, permite que cualquier empresa puede instalar nuevas centrales eléctrica, del tipo, potencia y localización que considere más convenientes, sin otros condicionantes que los que la legislación española establece, de manera general, para la puesta en marcha de cualquier otra instalación industrial. Estos condicionantes se refieren, entre otras cuestiones, a la eficiencia y seguridad de la instalación; su adecuación a los criterios de protección del medio ambiente; la idoneidad de su ubicación; y la suficiente capacidad legal, técnica y económica de la empresa solicitante.
- El funcionamiento de las centrales generadoras dejó de estar sometido a una gestión económica conjunta del sistema bajo el principio de su optimización teórica.
En su lugar, la utilización de las centrales se basa en las decisiones de sus titulares, dentro del marco de un *Mercado mayorista* organizado de producción eléctrica.
Para la gestión económica de este mercado se creó la figura del Operador del Mercado (OMEL). Esta entidad está supervisada por un Comité de Agentes del Mercado que controla la casación y liquidación de las operaciones, y propone las reglas de funcionamiento del Mercado mayorista.
- También existe la figura del Operador del Sistema, que es responsable de la gestión técnica del mismo, esto es, de garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro. Es el encargado de la coordinación del sistema de generación y del Sistema de Transporte.

- Esta establecido el principio del *Derecho de Acceso a Terceros* a las redes de transporte y distribución, que pasan a considerarse monopolio natural en razón de la eficiencia económica que representa la existencia de una red única "que se pone a disposición de los diferentes sujetos del sistema eléctrico y de los consumidores". La retribución económica de estas actividades está fijada administrativamente y la única planificación de carácter vinculante en la actividad es la relativa al Sistema de transporte.
 - *La comercialización* se identifica plenamente como actividad singularizada en la nueva ley, con arreglo a los principios de libertad de contratación y de elección de suministrador por el cliente, pero sometida a criterios de gradualidad en su implantación. El plazo inicial previsto para que tal libertad llegue a todos los clientes se fijó en diez años; sin embargo este plazo ha sido acortado posteriormente por el Gobierno, de tal forma que el próximo 1 de enero de 2003, el 100% de los consumidores españoles podrán elegir a su suministrador de electricidad.
 - Libertad de comprar o vender electricidad a empresas y consumidores de otros países miembros de la Unión Europea.
 - Solamente el desarrollo de la red de transporte queda sujeto a la planificación del Estado, condicionado por las exigencias de la planificación urbanística y de ordenación del territorio.
- Sin embargo, teniendo en cuenta que en los últimos años se ha producido un importante incremento de la demanda de electricidad, acompañada de un incremento aún mayor de la demanda de punta y con dificultades de varios tipos para realizar las infraestructuras precisas en el sistema, el Gobierno ha considerado necesario establecer una planificación (vinculante en las actividades reguladas, e indicativa en las no reguladas).
- Ejemplo de ello es la reciente aprobación por el Gobierno del "Documento de Planificación de los sectores de la electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte para el período 2002-11; que conlleva un cambio importante en el proceso planificador de nuestro país. Por primera vez se acomete una planificación conjunta de las redes de transporte eléctrico y de gas debido, lógicamente a la interacción que se produce al incorporar de forma masiva ese combustible para generación eléctrica. Además debe señalarse el distinto carácter de la planificación de dichas

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

redes de transporte respecto a la planificación de los medios de generación eléctrica. Mientras la planificación de redes tiene carácter vinculante por tratarse de actividades reguladas, la de la generación, que es una actividad liberalizada, es meramente indicativa y tiene por finalidad facilitar la toma de decisiones de inversión por parte de los agentes.

AGENTES DEL SISTEMA

De manera esquemática los agentes actúan en el sistema eléctrico son, fundamentalmente, los siguientes:

- *Los Agentes productores* de energía eléctrica, tanto los que formaban ya parte del sistema eléctrico, como los nuevos que se implanten en el marco de libertad de nuevas instalaciones de producción. Su función es generar energía eléctrica para entregarla al Mercado mayorista de Producción, y por tanto, deberán construir, operar y mantener las instalaciones necesarias para ello.
- *Los Agentes autoproductores*. Se trata de empresas de otras ramas de la industria que poseen unidades de producción para cubrir, fundamentalmente sus propias necesidades energéticas. Deben estar autorizadas para entregar al sistema la energía excedentaria que generen con dichas unidades. Para ser considerados como tales, han de autoconsumir al menos el 30% de la energía que producen si sus instalaciones tienen menos de 25 MW; y el 50% si tienen una potencia igual o superior a 25 MW.
- *Los Agentes productores acogidos al denominado "régimen especial de producción"*. Son titulares de instalaciones de potencia no superior a 50 MW que generan electricidad a partir de sistemas de cogeneración, energías renovables, residuos, etc. y que tienen una consideración específica. La energía procedente de estas instalaciones está excluida de las reglas de competencia del mercado de producción: ha de ser integrada obligatoriamente en el sistema sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas competitivas de dicho mercado, aunque si lo desean pueden hacerlo, y, en la mayoría de los casos, retribuida a través de un *precio con prima* para fomentar su desarrollo.
- *Los denominados "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 es distribuir energía eléctrica, desarrollar, operar y mantener las instalaciones necesarias para tal fin; y vender electricidad a los consumidores sujetos a tarifa regulada o a otras empresas distribuidoras.
- *Las empresas comercializadoras.* Empresas encargadas de vender energía eléctrica a los consumidores cualificados -- es decir, los que tienen reconocida la capacidad de elegir suministrador -- o a otros agentes cualificados del sistema (generadoras, distribuidoras y otras empresas comercializadoras).
- *Los consumidores cualificados.* Clientes finales que tienen en cada momento reconocida la capacidad de elegir suministrador en función de su volumen anual de consumo, medido por instalación o por punto de suministro; en todo caso, son consumidores cualificados todos los titulares de instalaciones de transporte por ferrocarril o metropolitano.
- *Los consumidores sujetos a tarifa regulada.* Consumidores que no tienen aún reconocida la capacidad de elegir suministrador y pagan la totalidad del suministro a través de tarifas establecidas públicamente por la Administración.
- *Los Órganos de Gestión: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema.* Organismos encargados de la gestión de su funcionamiento económico y técnico, respectivamente.
- Además, *la empresa gestora de la red de transporte, Red Eléctrica de España,* está encargada de la extensión, operación y mantenimiento de las líneas, transformadores, etc. de la tensión igual o superior a 220 kV, así como de las interconexiones internacionales y de las que puedan establecerse en el futuro con los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- Finalmente, *los Organos de Regulación del sistema.* Fundamentalmente, la Administración General del Estado, a través del Ministerio de Economía responsable en materia energética y la Comisión Nacional de Energía (CNE). Las Comunidades Autónomas que van teniendo una participación mayor en el desarrollo y funcionamiento del sistema.

En el esquema que figura a continuación se representan las principales transacciones que puede haber entre los agentes del mercado.

resultantes para cada período horario en el mercado de producción e información 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 carácter público sobre el mercado que sea de interés general.

Para supervisar el funcionamiento de la gestión económica del mercado, existe un *Comité de Agentes del Mercado*. Sus funciones primordiales son comprobar los procesos de "casación" y liquidación del mercado de producción, asesorar al OMEL y proponer medidas regulatorias que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo. El *Comité de Agentes del Mercado* está integrado por dieciocho miembros que representan a los diversos agentes que operan en el sistema (productores, distribuidores, comercializadores, generadores en régimen especial, autoproductores y consumidores cualificados) al Operador del Mercado y al Operador del Sistema.

El OMEL es una sociedad mercantil en la que, a fin de garantizar su neutralidad e independencia, ningún accionista puede poseer más del un 10% del capital social; además, la suma de las participaciones directas o indirectas de los sujetos que llevan a cabo actividades eléctricas no pueden superar el 40% del mismo.

EL OPERADOR DEL SISTEMA

El Operador del Sistema 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. Las funciones del Operador del Sistema han sido encomendadas por la Ley 54/1997 a Red Eléctrica de España (REE), a la que encarga asimismo de las funciones de *Operador de la Red*, es decir, de la gestión de la red de transporte de electricidad.

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, o las derivadas de decisiones de política energética nacional, que pueden obligar a efectuar modificaciones en las "casaciones" entre ofertas y demandas de energía, así como los resultados del Mercado de Servicios Complementarios. Sobre la

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

base de todo ello, elabora el "*programa diario viable provisional*" del funcionamiento del sistema.

Asimismo, gestiona los programas de intercambios internacionales de electricidad, a corto plazo, 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 todas las nuevas solicitudes de conexión a la red y eliminar 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 hacer frente adecuadamente a situaciones excepcionales que puedan tener lugar en las redes de transporte o en el sistema de generación.

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Actualmente, coexisten dos tipos de precios. Los que se establecen libremente en el *Mercado de Producción* y los fijados por el Gobierno a través de *tarifas reguladas*. Así los "*consumidores cualificados*" pueden pagar la energía al precio libremente pactado con el suministrador, o el derivado del sistema de ofertas competitivas del Mercado mayorista al que se añade una "tarifa de acceso al mercado" establecida por la Administración. Y los *consumidores no cualificados* y aquellos cualificados que no deseen ejercer esa posibilidad de elección, pagan el suministro de acuerdo con tarifas reguladas fijadas por la Administración del Estado.

El incremento de competidores en el mercado de producción y el adecuado juego de la competencia en el seno del mismo deben presionar a favor del establecimiento de precios competitivos.

Consumidores cualificados

Los consumidores cualificados tienen las tres alternativas siguientes:

- a) Acudir directamente al sistema de ofertas competitivas del *Mercado mayorista* para comprar su energía, es decir, que formu-

len ofertas de adquisición de energía para cada período horario: pagarán un precio basado en los conceptos siguientes:

- La cifra que resulte de aplicar, a las cantidades de energía que el consumidor desea adquirir en cada periodo horario - más las pérdidas de transporte y distribución, que se calculan de manera estándar-, el precio resultante del mercado de producción en dicho periodo.
 - Una "tarifa de acceso al mercado", fijada por el Gobierno, que cubre:
 - El coste del uso de las redes de transporte.
 - El coste del uso de las redes de distribución.
 - Los denominados "costes permanentes del sistema".
 - Los denominados "costes de diversificación y seguridad del abastecimiento".
- b) Contratar el suministro de electricidad a través de un *comercializador* y acordar con éste libremente el precio del servicio.
- c) Adquirir la energía de un agente productor a través de los *contratos físicos bilaterales*, es decir, contratos establecidos directamente entre el productor y el consumidor cualificado, sin necesidad de pasar por el sistema de ofertas del Mercado de generación.
- En tal caso, el consumidor cualificado habrá de pagar:
- El precio de la energía libremente acordado entre ambas partes
 - Los costes por Servicios Complementarios y Garantía de potencia
 - La tarifa de acceso a la red.

Consumidores a Tarifa regulada

Los *consumidores no cualificados*, o los que no quieran ejercer su derecho de elección, tendrán que pagar el suministro de acuerdo con tarifas eléctricas reguladas establecidas por la Administración.

Estas tarifas son, para cada tipo de consumo, las mismas en todo el territorio nacional; y cubren los siguientes conceptos:

- El coste de producción de la energía eléctrica, que se determinará en función del precio medio previsto del kWh en el mercado de producción.
- Los accesos y peajes de transporte de energía eléctrica.
- Los accesos y peajes por distribución de energía eléctrica
- Los costes de comercialización.
- Los "Costes Permanentes" del sistema.
- Los "Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento.

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Costes permanentes del sistema de precios de la electricidad

En los dos tipos de precios de la electricidad se han mencionado dos clases de costes que habrán de ser necesariamente cubiertos por todos los consumidores eléctricos cualificados o no: los "*Costes Permanentes*" del funcionamiento del sistema y los "*Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento*".

Los costes permanentes del funcionamiento del sistema son los siguientes:

- Los costes que, por el suministro de electricidad en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla pueden ser integrados en el sistema. Estos costes se justifican por el hecho de que los sistemas insulares y extrapeninsulares no están conectados actualmente con la red eléctrica peninsular, por lo que el establecimiento en ellos de condiciones de competencia se encuentra, de momento objetivamente limitado.
- Los costes de mantenimiento de las actividades del *Operador del Mercado*.
- Los costes de mantenimiento de las actividades del *Operador del Sistema*.
- Los costes de mantenimiento de las actividades de la *Comisión Nacional de Energía (CNE)*:
- Los costes de Transición a la Competencia (CTCs).

Costes de Diversificación y Seguridad en el abastecimiento

Los *Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento*, al igual que los *Costes Permanentes*, deberán ser pagados por todos los consumidores eléctricos. Son los siguientes.

- Las primas a la producción en *Régimen Especial* para promover el desarrollo de la generación de electricidad mediante sistemas de cogeneración y aprovechamiento de energías renovables.
- Los costes asociados a la moratoria nuclear.
- Los costes derivados de la financiación del segundo ciclo del combustible nuclear.
- Los costes de stock estratégico del combustible nuclear.

Costes de Transición a la Competencia (CTCs)

Entre los costes permanentes que han de pagar todos los consumidores eléctricos se hallan los denominados "*Costes de Transición a la Competencia*" (CTCs).

Los CTCs son costes que aparecen, o pueden aparecer, cuando un sistema eléctrico regulado cambia a un régimen de competencia, o cuando coexisten en él diversas empresas eléctricas con regulaciones diferentes.

Las empresas eléctricas españolas han pasado de un sistema de intervención administrativa, en el marco del cual se acometieron grandes inversiones que fueron programadas mediante planificación centralizada y cuya recuperación -según el Marco Legal Estable basado en valores estándares - estaba garantizado por el propio sistema, a uno basado en el precio del mercado, en el que no tiene por qué estar necesariamente garantizada la recuperación íntegra de esas inversiones a través del libre juego de dicho mercado.

Además, pueden existir otros compromisos regulatorios cuya recuperación completa tampoco quede asegurada por el nuevo sistema, como es la obligación de adquirir energía eléctrica de autogeneradores a un precio primado; o la de aceptar determinados contratos de compra de energía o de combustibles autóctonos, como el carbón nacional, etc. Y también pueden existir costes derivados de determinadas decisiones regulatorias, cuya recuperación fue diferida en el tiempo para atenuar su impacto en las tarifas eléctricas; o los originados por razones sociales, medioambientales, de gestión de la demanda, segunda parte del ciclo del combustible nuclear, etc.

La Directiva de la UE relativa a las *Normas Comunes para el Mercado Interior* de la electricidad reconoce, en su artículo 24, apartado 1, la necesidad de recuperar los CTCs.

En consecuencia, reconoce a las empresas eléctricas el derecho a percibir una retribución en concepto de CTCs; y calcula esta retribución como la diferencia existente entre los ingresos medios que hubieran obtenido a través de la tarifa eléctrica del anterior sistema intervenido -reducidos en un 32,5%, como contribución de dichas empresas a la implantación del nuevo sistema - y lo que se estima que obtendrán a través del modelo de retribución establecido en la nueva Ley. El período de recuperación de estos costes se halla detallada en la Memoria Económica anexa a la Ley del Sector Eléctrico.

La Ley señala también que estos CTCs habrán de ser cubiertos por todos los consumidores.

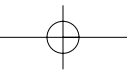
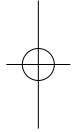
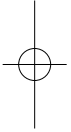
EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Además, la Ley del Sector Eléctrico señala que, si el coste medio anual de generación resulta ser superior a las 6 pta/kWh, el exceso se deducirá el valor de los CTCs; y fija para la recuperación de esta retribución un plazo máximo de diez años, a partir de la entrada en vigor de dicha Ley, que podría ser reducido si las condiciones del mercado así lo permitiesen.

Impuestos por la compra de electricidad

Además de pagar por todos los conceptos definidos en cada tipo de tarifa, todos los consumidores están sujetos a pagar los impuestos o tasas que la Administración Central decida aplicar al consumo, como es el impuesto recientemente establecido sobre el consumo eléctrico destinado a obtener fondos para la reconversión de la minería del carbón nacional.

Para contribuir a la transparencia de los precios eléctricos, en el recibo que se entrega a los consumidores que pagan el suministro a través de tarifas eléctricas reguladas, están claramente reflejados y desglosados los importes correspondientes a todos estos conceptos.



EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

ANEXO II

Programa Seminario de Reflexión

EL MERCADO ELECTRICO ANTE EL 2003: GARANTÍA DE SUMINISTRO Y EFICIENCIA

Madrid, 21 de mayo-25 de junio 2002

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

21 de Mayo 2002

*MERCADO DE MATERIAS PRIMAS Y
SEGURIDAD DE SUMINISTRO*

Electricidad

José M^a Amusatogui de la Cierva

Presidente*

UNESA

Gas

Antonio Martínez Rubio

Subdirector General de Hidrocarburos

MINISTERIO DE ECONOMIA

Petróleo

Jorge Segrelles García

Presidente

AOP

Carbón

Efrén Cires Suárez

Presidente

CARBUNION

Nuclear

Eduardo González Gómez

Presidente

FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

Renovables

Manuel de Delás Ugarte

Secretario General

APPA

* Hasta el 11 de Junio de 2002.

El Libro Verde y los Mercados de Electricidad Europeos
Pedro Miguel de Sampaio Nunes
Director de Energías Convencionales
UNION EUROPEA

23 de Mayo de 2002

GARANTIA DE POTENCIA, RESERVA DE CAPACIDAD Y MERCADO

Hidráulica

Gregorio Relaños Cobian
Jefe de la Unidad de Análisis y Procesos
Dirección Gestión de la Energía
IBERDROLA

Térmica

Eduardo Morena Díaz
Subdirector de Regulación del Mercado y la Competencia
ENDESA

Ciclos Combinados: el Gas

Segundo Fernández Aguilera
ENDESA

Nuclear

Rodolfo Martínez Campillo
CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ TRILLO

Régimen Especial

Fernando Ferrando Vitales
Vicepresidente
APPA

Índices económicos para la inversión

Álvaro Cuervo García
Catedrático
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

La rentabilidad de la inversión: garantía de potencia
Alberto de Frutos González
Subdirector del Mercado Eléctrico
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Reserva de Capacidad y Mercado
Carlos Gamito Calvo
Director de Liquidaciones
OMEL

27 de Mayo de 2002

*LOGÍSTICA DE ABASTECIMIENTO,
INFRAESTRUCTURAS Y TECNOLOGIA*

Logística de abastecimiento e infraestructuras
Pedro Mielgo Álvarez
Presidente
RED ELECTRICA DE ESPAÑA

Juan Andrés Díez de Ulzurum Moreno
Director General
GAS DE EUSKADI

Nuevas Tecnologías
Eliás Escobar Fernández
Director General de la División Energía
SIEMENS

Desarrollo del Agua
Francisco Martínez Córcoles/Jaime Catusus Laguna
Director División de Generación
IBERDROLA

29 de Mayo de 2002

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

Experiencia

Jordi Dolader i Clará

Consejero

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Futuro y mercado del gas

Eloy Alvarez Pelegrý

Director de Planificación Economía y Control

UNION FENOSA GAS

Experiencias externas

Philip Daubeney

Director Ejecutivo

ELECTRICITY ASSOCIATION

Dirk Beuth

Senior Manager de Auditoria

KPMG

Rafael Cavestany Sanz - Briz

Senior Manager

PRICEWATERHOUSECOOPERS

Gestión de la Energía en un Mercado Competitivo

Javier Cordoncillo Fontanet

Director de Gestión de la Energía

ELECTRA DE VIESGO

La Experiencia y Desarrollo del Mercado: Bases para el Suministro
a Plazo y Futuro

Javier González Fernández - Castañeda

Director de Ofertas y Casación

OMEL

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Mercados de Futuros de la Energía

Rafael de Benito García

Director de la División de Energía

MERCADOS DE FUTUROS DE CÍTRICOS (FC&M)

Instrumentos financieros y mercados de futuros

Javier Alonso Pérez

Subdirector de Mercado

ENDESA

El Mercado Ibérico

Victoriano Casajús Díaz

Director General de Transporte

RED ELECTRICA DE ESPAÑA

M^a Luisa Huidobro y Arriba

Presidenta

COMPañÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE LA
ELECTRICIDAD (OMEL)

Francisco Sánchez

Presidente

ELECTRICIDADE DE PORTUGAL (EDP)

Pedro Rivero Torre

Vicepresidente y Director General

UNESA

30 de Mayo de 2002

TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

Seguridad y garantía del suministro. Procedimientos

Ángel Landa López de Ocariz

Director General de Operación

RED ELECTRICA DE ESPAÑA

Gestión de redes y eficiencia del sistema
Marcos González Conejero
Secretaría Técnica Estrategia, Regulación y Sistemas
UNION FENOSA

Las situaciones de congestión: intercambios internacionales
Juan Eduardo Vázquez Moya
Subdirector Regulación Internacional
ENDESA

Planes de nuevas infraestructuras
Carlos Solé Martín
Director de Energía Eléctrica
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Calidad y Medio Ambiente
Miguel Riaño Pombo
Socio
GARRIGUES ENERGIA & MEDIO AMBIENTE

5 de Junio de 2002

DISTRIBUCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

Calidad y garantía de suministro
Juan Luis López Cardenete
Director General
UNION FENOSA DISTRIBUCION

Problemas de medición
Santiago Bordiu Cienfuegos-Jovellanos
Director de Distribución
HIDROCANTABRICO

Sistema de retribución
Enrique Doheijo
ANDERSEN

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

La Planificación en la Distribución
Francisco Ibarz Arqués
Director de Distribución y Comercial
ELECTRA DE VIESGO

Impacto Ambiental y Social
Mariano González Sáez
Subdirector General de Impacto Ambiental
MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE

Marco de Competencias
Enrique Vicent Pastor
Subdirector General de Energía Eléctrica
MINISTERIO DE ECONOMIA

Promoción de inversiones
José Casas Marín
Director Regulación
ENDESA

Gestión de la demanda
Mariano Cabellos Velasco/ Carlos González
Director General Adjunto
UNESA

6 de Junio de 2002

***COMERCIALIZACION DE LA
ELECTRICIDAD***

Factores de éxito para un sistema de comercialización
Francisco Martínez Pérez
Socio
PRICEWATERHOUSE

Marketing y captación de mercado: CRM
Matías Alonso Pérez
Socio
ACCENTURE

Problemática de la gestión del ciclo comercial

Javier Saez de Jubera

Director Áreas de Negocio

HIDROCANTABRICO

Cambios de comercializador

Manuel Benito Sánchez

UNION FENOSA DISTRIBUCION

Administración del mercado

Juan José Muñoz Rueda

Director de Demanda y Precios

ENDESA ENERGIA

Salvador Font Estany/ José María Urricoechetea

Director de la Unidad Comercial

IBERDROLA

Julián Prado Herrero

Director Servicios Marketing

UNION FENOSA GENERACION

Tendencias europeas

Peter Styles

EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (EFET)

12 de Junio de 2002

LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO: EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL EXTERIOR

Mariano Cabellos Velasco

Director General Adjunto

UNESA

Lourdes Cavero Mestre

Jefe Relaciones Internacionales

UNESA

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Alfredo Llorente Legaz
Director General
ENDESA INTERNACIONAL

Fernando Lasheras García
Director de la Oficina de Bruselas
IBERDROLA

José Manuel Prieto Iglesias
Director General
UNION FENOSA INTERNACIONAL

13 de Junio de 2002

*EFICIENCIA DE LA ENERGIA:
CONSUMO Y DESARROLLO SOSTENIBLE*

Modelos energéticos para un desarrollo sostenible.
Paulino Montané Sangrá
Consultor Energético

Energías Renovables y Eficiencia Energética: Situación y
Perspectivas
Cayetano Hernández González
Director de Operaciones
I.D.A.E.

Cambio climático. Compromiso Kyoto
Germán Glaría Galcerán
Director General de Calidad y Evaluación Ambiental
MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE

Las Directivas Europeas: Impacto en la Industria Eléctrica
Ángel Luis Vivar Rodríguez
Director de Recursos Energéticos y Medio Ambiente
UNESA

Directivas y Desarrollo Sostenible

John Traynor

Jefe de la Unidad de Política Energética y Generación

EURELECTRIC

Instrumentos Financieros y Mercado de Futuros

Asís Velilla Velasco

Gerente

KPMG AUDITORES

Tecnologías de la producción, transformación y usos de la energía

José María Martínez-Val Peñalosa

Director

FUNDACIÓN PARA EL FOMENTO DE LA INNOVACIÓN

INDUSTRIAL

Planificación a largo plazo: horizonte 2020 y 2050

Juan Emilio Irazo Martín

Director General

INSTITUTO DE ESTUDIOS ECONOMICOS

19 de Junio de 2002

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Aspectos generales. Marco Regulatorio

José María Arraiza Cañedo-Argüelles

Subdirector General Relaciones Institucionales

UNION FENOSA

Demanda eléctrica. Cobertura

Aquilino Lobo Panizo/José María Marcos

Jefe Dpto. Recursos Energéticos y Medio Ambiente

UNESA

Infraestructuras eléctricas y gasísticas

Luis Antonio Iglesias Martín

Subdirector General de Planificación Energética

MINISTERIO DE ECONOMIA

EL MERCADO ELÉCTRICO ANTE EL 2003

Mercado de Gas: Planificación de Redes y Ofertas

Antonio Blanco Peñalba

Director de Gas

COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Planificación Energética y Cambio Climático

Carlos Robles Piquer

Vicepresidente

EUFORES

Suministros de gas

Fernando Oliveros

DIAMONDCLUSTER INTERNATIONAL

Javier Pérez Maroto

HIDROCANTABRICO

Rafael Monsalve

Directo de Aprovisionamientos, Planificación y Estudios

UNION FENOSA GAS

25 de Junio de 2002

LA VISION INSTITUCIONAL

Presentación

Eliás Velasco García

Presidente

CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGIA

Informe de los Relatores

Javier de Quinto Romero

Profesor Agregado

UNIVERSIDAD SAN PABLO CEU

Vicente Gil Sordo

Ingeniero de Caminos

Iñigo de Oriol e Ybarra

Presidente

UNESA

Carmen Becerril Martínez

Directora General de Política Energética y Minas

MINISTERIO DE ECONOMIA

Pedro Meroño Vélez

Presidente

COMISION NACIONAL DE ENERGIA