

Nota de prensa

UNESA PRESENTA SU PROPUESTA DE "PROSPECTIVA DE GENERACION ELÉCTRICA 2030"

● **Pedro Rivero:** *"Nuestro objetivo es tratar de consensuar la opinión de todos los agentes involucrados en la generación de la electricidad, pertenezcan o no a UNESA, para luego ofrecerla a quienes tienen que planificar el resto de actuaciones en regulación, promoción de alternativas y redes"*

● La auditoría de **Electric Power Research Institute** (EPRI) confirma las formulaciones realizadas en el Informe acerca del planteamiento general, de las tecnologías, las inversiones y los costes.

● UNESA considera cuatro condiciones básicas en cualquiera de los escenarios posibles:

--Especial atención a las opciones nucleares de futuro y de carbón sostenible, a los nuevos desarrollos de las renovables y al compromiso medioambiental.

--La gestión del ahorro y la eficiencia energética constituye un factor esencial.

--España debiera estar en cabeza en cuanto se refiere a la aplicación y el desarrollo de las nuevas tecnologías energéticas y medioambientales.

--Continuar potenciando lo que históricamente ha sido el punto fuerte del Sector: un mix equilibrado de generación, en el que se incorporen en cada momento las nuevas tecnologías.

Madrid, 28 de diciembre 2007.-

"Nuestro objetivo es tratar de consensuar la opinión y el posicionamiento de todos los agentes involucrados en la generación de la electricidad, pertenezcan o no a UNESA, para luego ofrecerla a quienes tienen que planificar el resto de actuaciones en regulación, promoción de alternativas y redes; es decir, al Gobierno, a los Reguladores y al Parlamento", ha afirmado en la mañana de hoy el Presidente de la Asociación Española de la Industria Eléctrica, Pedro Rivero, en el acto de presentación del informe "**Prospectiva de Generación eléctrica 2030**".

Según ha explicado el Presidente de UNESA, no se trata de una propuesta cerrada, sino del diseño de los distintos escenarios que se consideran más viables a futuro. A partir de ahí, el objetivo radica en abrir un diálogo con todos los agentes interesados para explorar las posibilidades de alcanzar una posición común en esta materia. Por ello, el estudio hoy presentado trata de ser una documentada reflexión sobre las posibilidades y alternativas que se vislumbran para satisfacer la demanda en un horizonte del año 2030.

En este sentido, Pedro Rivero ha afirmado que *"el estudio tiene por finalidad plantear distintas alternativas de generación en ese horizonte del año 2030 para el Sistema peninsular español, partiendo de la realidad actual; es decir, teniendo en cuenta las tecnologías de generación hoy conocidas y su posible evolución, así como las necesidades energéticas de los próximos años y su satisfacción en el largo plazo, con el fin de avanzar en la definición de algunos escenarios"*.

A este respecto, ha recordado que, en el caso del Sector Eléctrico, debe tenerse muy presente que las inversiones en generación son de una elevada cuantía y con plazos de recuperación de las mismas muy largos, por lo que las decisiones que se tomen hoy y en los próximos años van a condicionar en gran medida las características del parque generador disponible en el futuro, y sin ninguna duda en el 2030".

Más adelante, Pedro Rivero ha explicado que este trabajo de prospectiva ha sido desarrollado íntegramente en Unesa, siguiendo la metodología con la que habitualmente trabaja la Asociación y que se basa en la conjunción de las aportaciones de sus propios técnicos y las que realizan los expertos de cada una de las Empresas asociadas. Por parte de Unesa, la coordinación del estudio ha corrido a cargo de Angel L. Vivar, Director de Recursos Energéticos, Medio Ambiente y Planificación Indicativa.

Ha añadido que la Asociación tiene una amplia experiencia en este tipo de trabajos, pues no puede olvidarse que durante décadas ha venido participando, por ejemplo, en la elaboración de los sucesivos Planes eléctricos que han estado en vigor en España.

Dada la importancia estratégica de la materia estudiada, el Presidente de UNESA ha precisado que se ha querido contar también con el informe emitido por una de las firmas auditoras que tiene mayor experiencia en este área de

conocimientos. Se trata del **Electric Power Research Institute** (EPRI), con sede en California (EE.UU.), cuya fundada opinión ha venido a confirmar las formulaciones realizadas en el Informe acerca del planteamiento general y del relativo a las tecnologías, las inversiones y los costes. En concreto, en su conclusión final los auditores afirman:

"EPRI considera que el estudio de UNESA es técnicamente sólido y que las conclusiones técnicas son razonables, habida cuenta de las hipótesis y condicionantes considerados en el estudio. EPRI considera que las hipótesis de rendimiento económico y tecnológico utilizadas en el estudio son razonables y plausibles cuando se las compara con datos similares recopilados por EPRI para las mismas tecnologías. EPRI coincide con el enfoque de UNESA de considerar de forma integral un amplio abanico de opciones de tecnologías potenciales de generación en la evaluación de la futura cartera de generación española".

Cuatro aspectos básicos

El Presidente de Unesa declaró que *"trabajos de esta naturaleza engarzan directamente con el sentido de responsabilidad que siempre han demostrado las empresas eléctricas, a la hora de planificar sus inversiones para garantizar la seguridad y estabilidad del suministro eléctrico, así como la calidad del mismo"*. A este respecto, recordó cómo en las últimas décadas el Sector ha mantenido una trayectoria continuamente ascendente en sus planes de inversiones, de forma que, por ejemplo, sólo para los cinco próximos años ya se han diseñado inversiones en España por más de 25.000 millones de euros, dedicados exclusivamente a activos de nueva construcción.

Antes de explicar las distintas conclusiones a las que cabe llegar con este estudio de prospectiva, Pedro Rivero puso especial énfasis en destacar lo que consideró *"cuatro condiciones básicas en cualquiera de los escenarios posibles"* que se contemplen para el futuro. En este sentido, enumeró:

- Especial atención a las opciones nucleares de futuro y las de carbón sostenible, a los nuevos desarrollos de las renovables y al compromiso medioambiental.
- España debiera estar en cabeza en cuanto se refiere a la investigación y el desarrollo de las nuevas tecnologías energéticas y medioambientales.
- Continuar potenciando lo que históricamente ha sido el punto fuerte del Sector: un mix equilibrado de generación, en el que se incorporen en cada momento las nuevas tecnologías.
- La gestión del ahorro y la eficiencia energética constituye un factor esencial.

Hipótesis de partida: demanda y equipamiento

A la hora de ir detallando los contenidos del Informe, el equipo de Unesa que ha coordinado el estudio explicó que, como punto de partida, se ha establecido como evolución de la demanda la siguiente senda:

					Incremento Anual		
	2005	2020	2025	2030	2005-20	2020-30	2005-30
Demanda (TWh bc)	253,4	362,3	394,1	428,8	2,4%	1,7%	2,13%
Punta de demanda (MW bc)	43.100	62.753	67.271	72.113	2,5%	1,4%	2,08%

En cuanto al equipo generador común a todos los casos, se ha considerado el existente actualmente incrementado con el que está en construcción y planificado en el medio plazo.

Equipo de partida <i>Año 2013 (MW bc)</i>	
Nuclear	7.496
Carbón	8.814
CCGT	28.384
Hidroeléctrica	17.420
Régimen Especial	37.064
Centrales de Punta	494
Total Potencia instalada	99.672

Según se explicó en el curso de la rueda de prensa, adicionalmente, se han incorporado de partida al anterior equipo fjo:

- ▶ Hidráulica regulada + bombeo: incremento de 300 MW en 2018 y 400 MW en 2019.
- ▶ Eólica terrestre adicional al PER: 1.000 MW por año desde 2012 a 2020
- ▶ Eólica marina: 500 MW anuales a partir de 2021.
- ▶ Solar fotovoltaica: 100 MW anuales desde 2012 hasta 2030.

En relación con el parque existente, se ha considerado una vida útil de las centrales de carbón de 40 años. Para centrales con una importante remodelación se ha considerado un alargamiento de vida de 15 años. Para las centrales de fuel/gas se ha considerado una vida útil de 35 años, para las de ciclo combinado, 30 años y para el parque nuclear actual, 60 años.

Por otro lado, se han definido dos escenarios de utilización del equipo de combustibles fósiles. En uno de ellos, (Gas Prioritario) se parte de la premisa de que el coste variable del equipo de gas (coste combustible+coste del CO₂) es inferior al del equipo de carbón. En el otro (Carbón Prioritario) se admite

que sucede al revés y, por tanto, se despachan preferentemente, con criterios de mercado, las centrales de carbón

	Escenario Carbón Prioritario	Escenario Gas Prioritario
Precio del gas (€/MWh pcs)	20	12
Precio del carbón \$/tec	70	70
Precio del CO ₂ (€/t)	20	30

Se han considerado cuatro posibles equipamientos de nueva potencia de base, más uno adicional mixto, para satisfacer la demanda eléctrica y la punta de potencia anteriormente indicadas.

Casos	Equipo
Caso Base	Equipo fijo
Caso Nuclear	Equipo fijo+ 6.500 MW de nueva Nuclear
Caso incorporación de Carbón con captura y almacenamiento	Equipo fijo+ 6.500 MW de nuevas CT Carbón con captura
Caso Máxima penetración de Energías Renovables.	Equipo fijo + 27.000 MW Renovables adicionales, (Eólica y solar)
Caso Mixto	Equipo fijo +2.600 MW de nuevas Nucleares + 3.900 MW de Carbón con captura de CO ₂ .

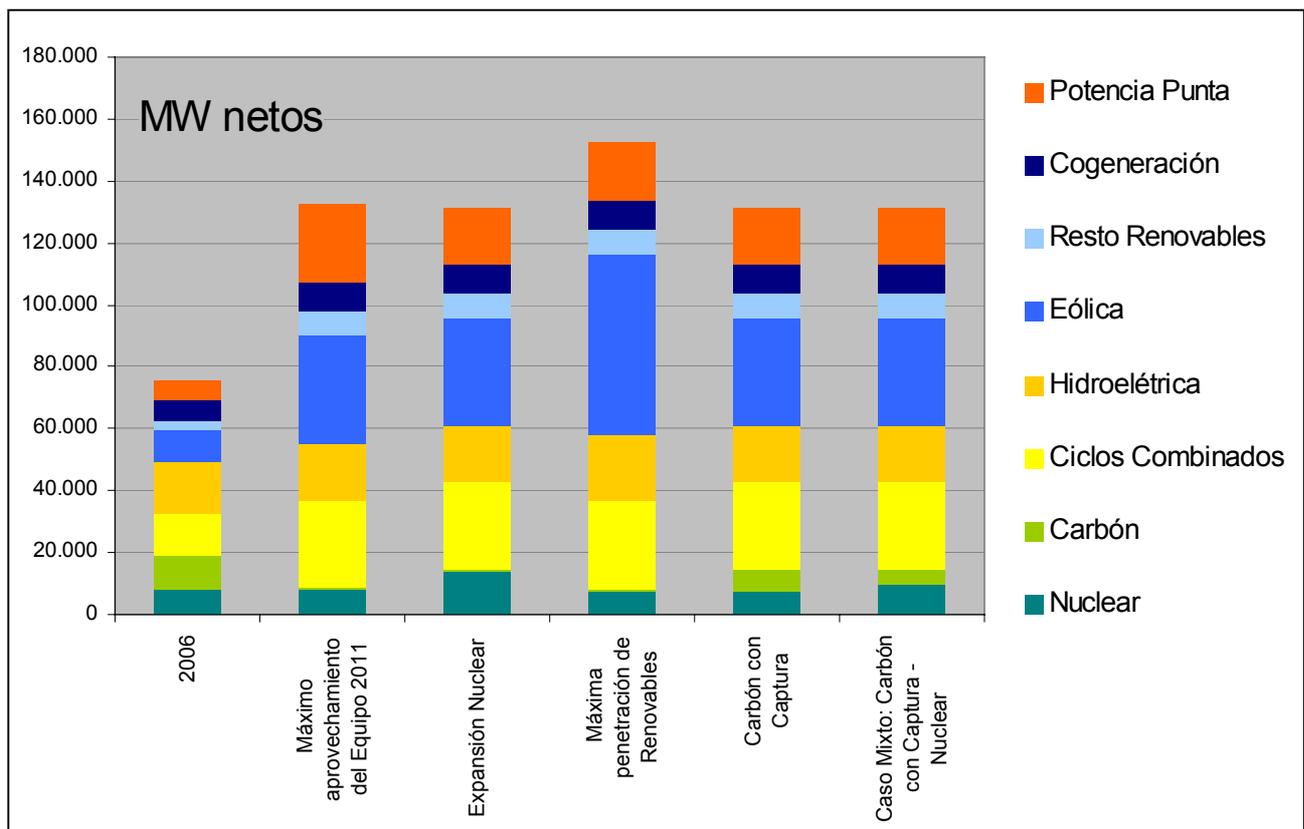
En todos estos casos se considera, además de las adiciones de equipo que se citan, la incorporación de centrales de punta que sean necesarias para mantener un índice de cobertura adecuado. En todas las hipótesis, la participación de las energías renovables se mantiene en el 35% de la producción durante la década 2020-30, salvo en el de máxima penetración de Renovables que se eleva hasta el 50% en 2030.

Con el fin de presentar sintéticamente y evaluar adecuadamente las diversas propuestas, en el estudio se ha tratado de analizar distintas opciones de costes de combustibles y equipamientos, en ambos casos relativamente extremos, con el fin de evaluar las diferencias para diversos parámetros: emisiones de CO₂, costes, inversiones, dependencia energética. De esta forma ha sido posible acotar las posibles variaciones de los mismos en el largo plazo.

De acuerdo con estas bases, la proyección a 2030 de la potencia instalada necesaria se resume, según los distintos casos estudiados, en los siguientes esquemas:

Equipamientos analizados: Potencia instalada en 2030, en MW netos:

Casos:	2006	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Nuclear	7.496	7.496	13.801	7.496	7.496	10.018
Carbón	10.853	562	562	562	6.834	4.325
Ciclos Combinados	13.939	28.384	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	16.407	18.110	18.110	21.360	18.110	18.110
Régimen Especial	20.258	51.964	51.964	75.714	51.964	51.964
<i>Eólica</i>	<i>10.715</i>	<i>35.000</i>	<i>35.000</i>	<i>58.750</i>	<i>35.000</i>	<i>35.000</i>
<i>Resto Renovables</i>	<i>2.798</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>	<i>7.864</i>
<i>Cogeneración</i>	<i>6.745</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>
Potencia Punta	6.315	25.202	18.412	19.182	18.651	18.693
Total MW bc	75.267	131.717	131.232	152.698	131.438	131.494



Análisis comparativo de escenarios

A partir de estas bases, el estudio de Unesa evalúa, según diversos conceptos, las distintas hipótesis.

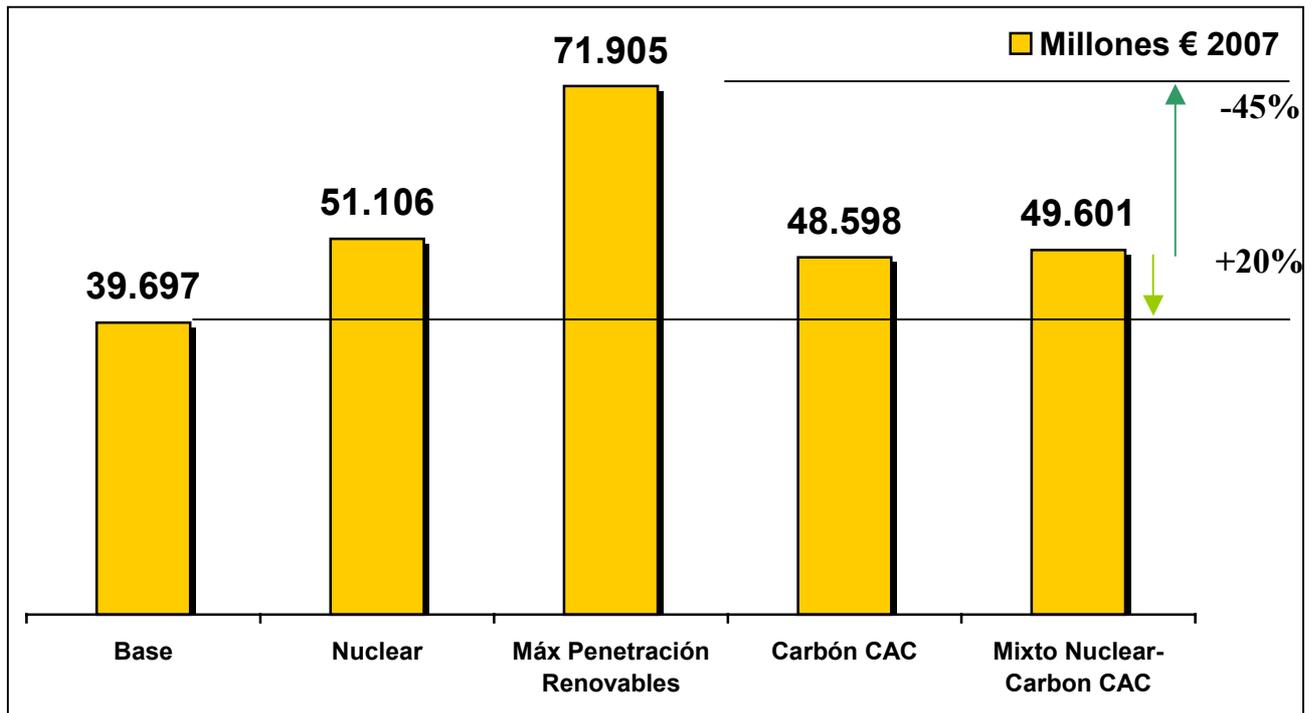
■ Balance de generación

En este sentido, en lo que se refiere a la generación en el horizonte del 2030, se pueden considerar los dos escenarios siguientes:

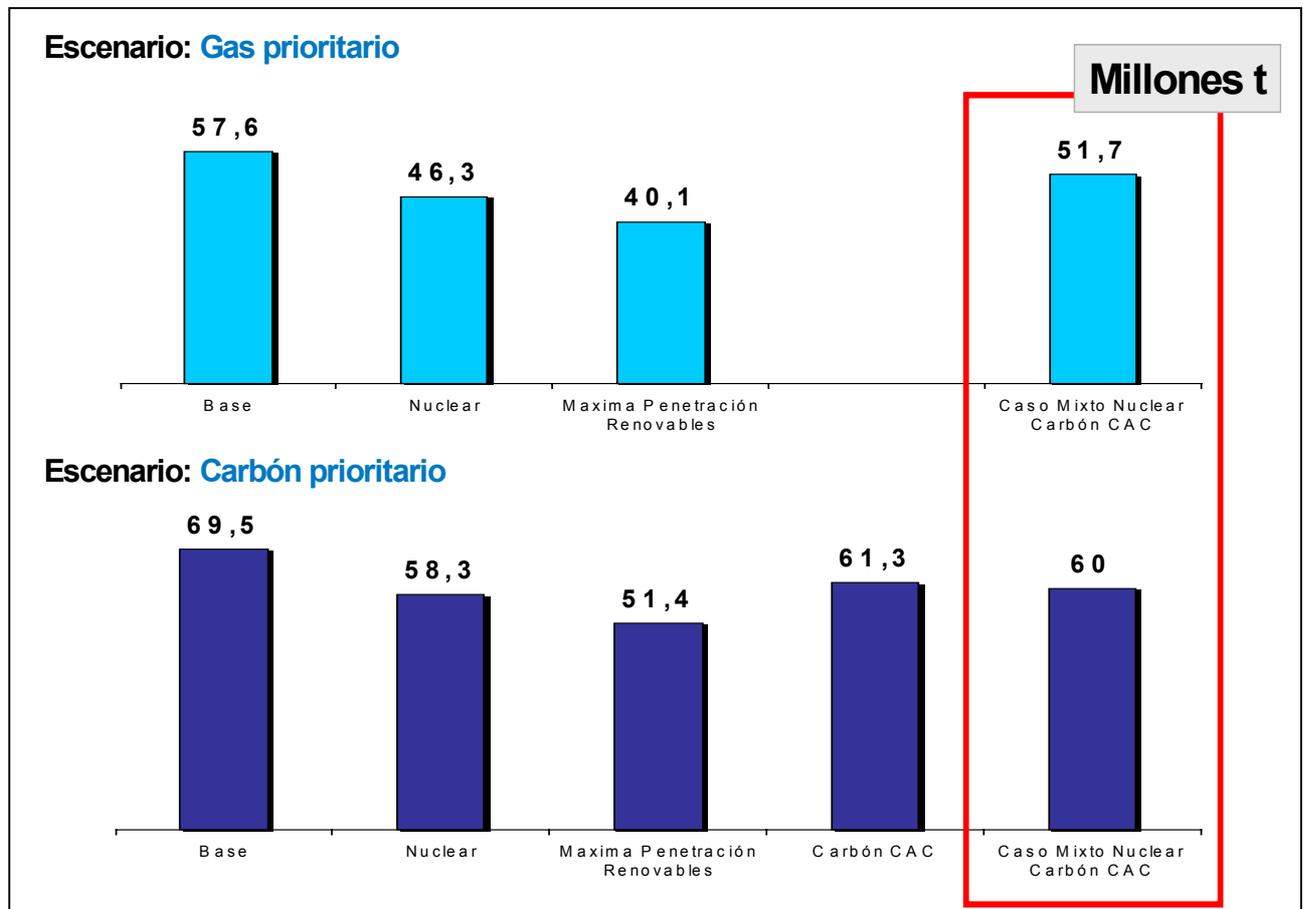
GWh netos	Gas Natural Prioritario			
	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Caso Mixto: Carbón con Captura-Nuclear
Nuclear	60.405	105.228	59.804	78.348
Carbón	1.012	255	65	16.879
Ciclos Combinados	173.053	135.216	111.377	145.246
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603
Régimen Especial	153.892	153.892	220.001	153.892
<i>Eólica</i>	<i>86.500</i>	<i>86.500</i>	151.974	86.500
<i>Resto Renovables</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	27.077	27.077
<i>Cogeneración</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	40.950
Potencia Punta	7.808	1.580	1.294	1.806
Total GWh bc	428.773			428.773

GWh netos	Carbón Prioritario				
	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón con Captura	Caso Mixto: Carbón con Captura-Nuclear
Nuclear	60.405	105.228	59.804	60.405	78.348
Carbón	4.073	3.988	3.763	49.313	31.129
Ciclos Combinados	169.993	131.484	107.680	131.016	131.243
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603	32.603
Régimen Especial	153.892	153.892	220.001	153.892	153.892
<i>Eólica</i>	<i>86.500</i>	<i>86.500</i>	151.974	<i>86.500</i>	86.500
<i>Resto Renovables</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	27.077	<i>27.077</i>	27.077
<i>Cogeneración</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	40.950
Potencia Punta	7.808	1.580	1.294	1.545	1.559
Total GWh bc	428.773				428.773

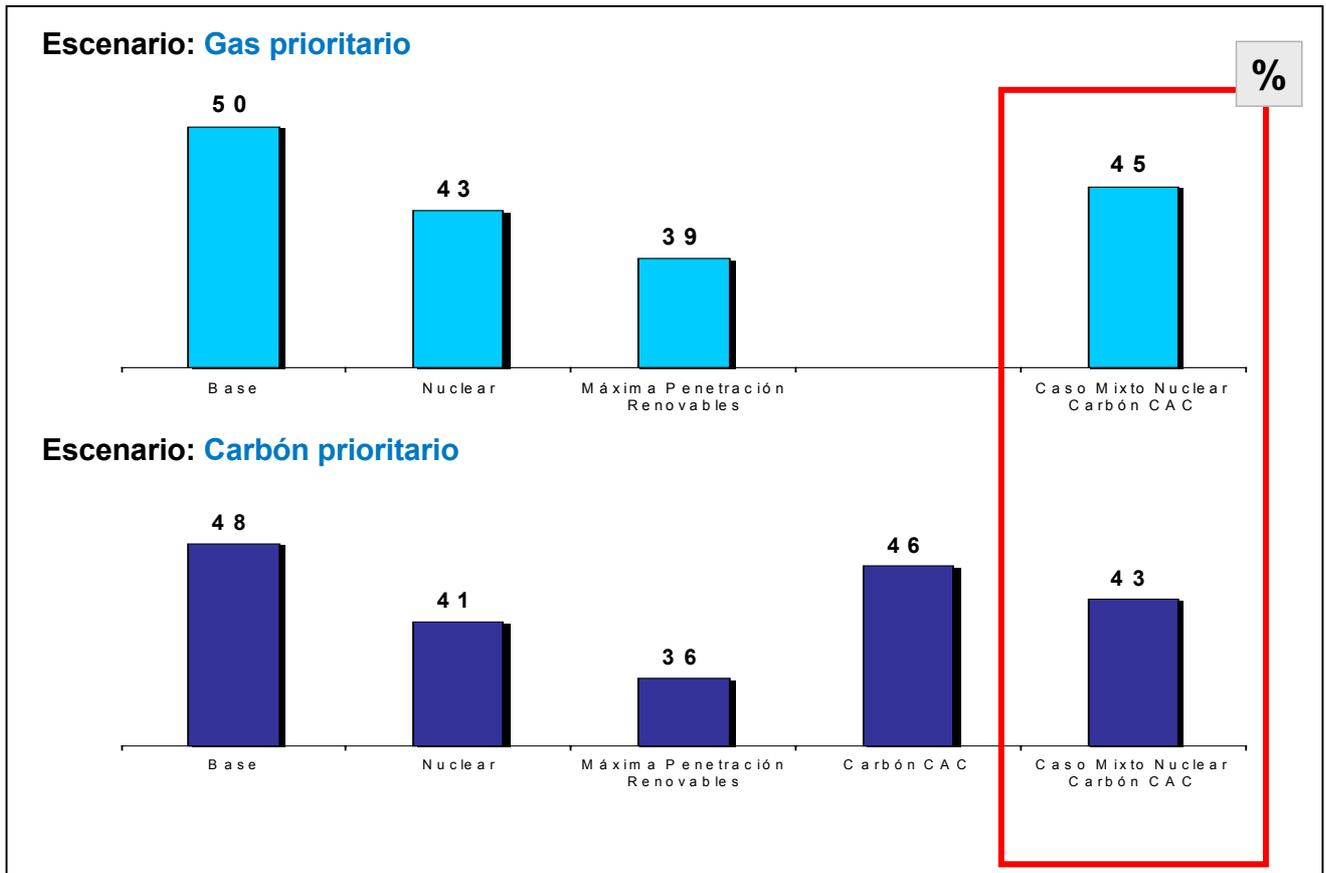
■ Inversiones acumuladas en generación



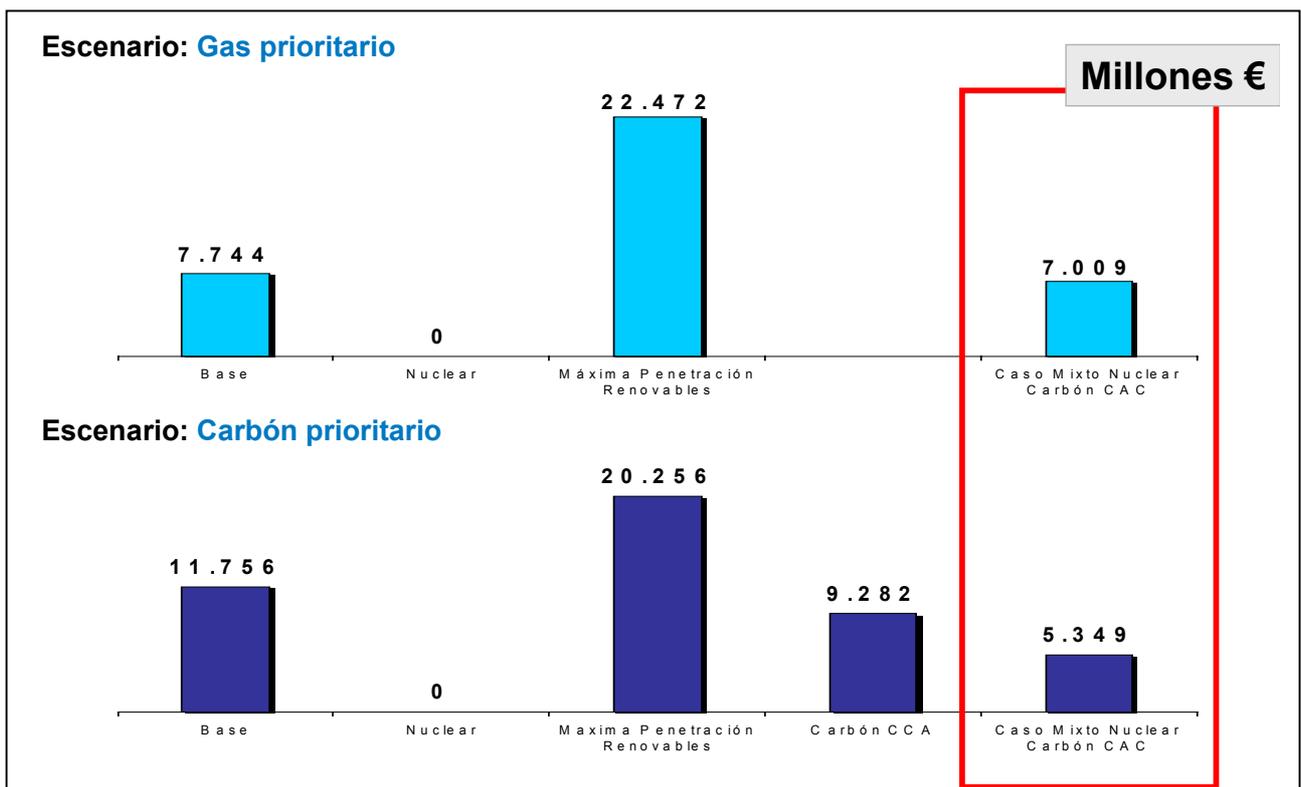
■ Emisiones de CO₂: Valor medio anual de la década 2020-2030



■ Dependencia energética:



■ Diferencias de costes totales acumulados en el periodo 2020-2030, con respecto al equipamiento de menos coste (caso Nuclear) [Combustibles+ O&M+ Coste CO2+ Costes de Capital+ Retribución del Régimen Especial]



Conclusiones

A tenor de los anteriores análisis comparativos, y dentro ya del capítulo de conclusiones, el director de Recursos Energéticos de Unesa explicó que el análisis de los resultados globales del estudio pone de manifiesto que para lograr un sistema eléctrico fiable y sostenible, cualesquiera que sean las circunstancias en los mercados energéticos, hay que tener en cuenta:

- Durante las dos próximas décadas es fundamental para el sistema eléctrico español mantener el parque nuclear existente en la actualidad, tanto desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero, de reducción de la dependencia energética, de laminación de los costes del sistema y de las necesidades de inversión.
- También es fundamental incorporar a largo plazo tecnologías de base que garanticen su disponibilidad, que contribuyan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que presenten costes relativamente estables. En este sentido, las posibilidades son: nuevas centrales nucleares y centrales de carbón limpio con captura y almacenamiento. Ambas tecnologías no debieran considerarse alternativas, sino complementarias entre sí y con el equipamiento de gas natural disponible
- De la misma forma y desde los puntos de vista de emisiones de gases de efecto invernadero y de reducción de la dependencia energética, es importante continuar en la senda de introducción de una mayor cuota de energías renovables para generación eléctrica. Una mayor o menor penetración debiera depender de la capacidad de estas tecnologías para reducir sus costes y de que se avance en la integración técnica de las mismas en el sistema.
- Por último, son fundamentales las políticas de demanda dirigidas tanto a conseguir un uso eficiente de la energía como el aplanamiento relativo de la curva de carga. Para ello las políticas de correcta formación de los precios y de información al público en materia de ahorro, eficiencia y racionalidad en el uso de la energía son aspectos ineludibles.

A tenor de los datos anteriores, el Presidente de la Asociación concluyó que ***"a juicio de Unesa, estas condiciones se plasman de manera especial en lo que se ha denominado Caso Mixto, que recoge un mix equilibrado de Nuclear, Carbón, Renovables y Gas Natural, lo que le daría una gran robustez y un buen comportamiento medioambiental al conjunto del sistema"***.

Acabó su intervención destacando que ***"la clave para obtener un sistema eléctrico sostenible y con garantías de seguridad pasa por su diversificación, tanto en lo que se refiere a fuentes de energía primaria, incluida la diversidad geográfica de sus orígenes, como tecnológica y de emplazamientos, así como una red de transporte y distribución lo suficientemente mallada e interconectada"***.