

Energías renovables, garantía de suministro y combustibles fósiles

Mesa Redonda 6: Gas Natural y energía eléctrica
Tema: Integración del gas natural y la energía eléctrica

**XIV Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía
abril 2010. Salvador de Bahía. (Brasil)
Javier Peón Torre. Consejero de la CNE.**





1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.1. Tendencia positiva y sin grandes cambios

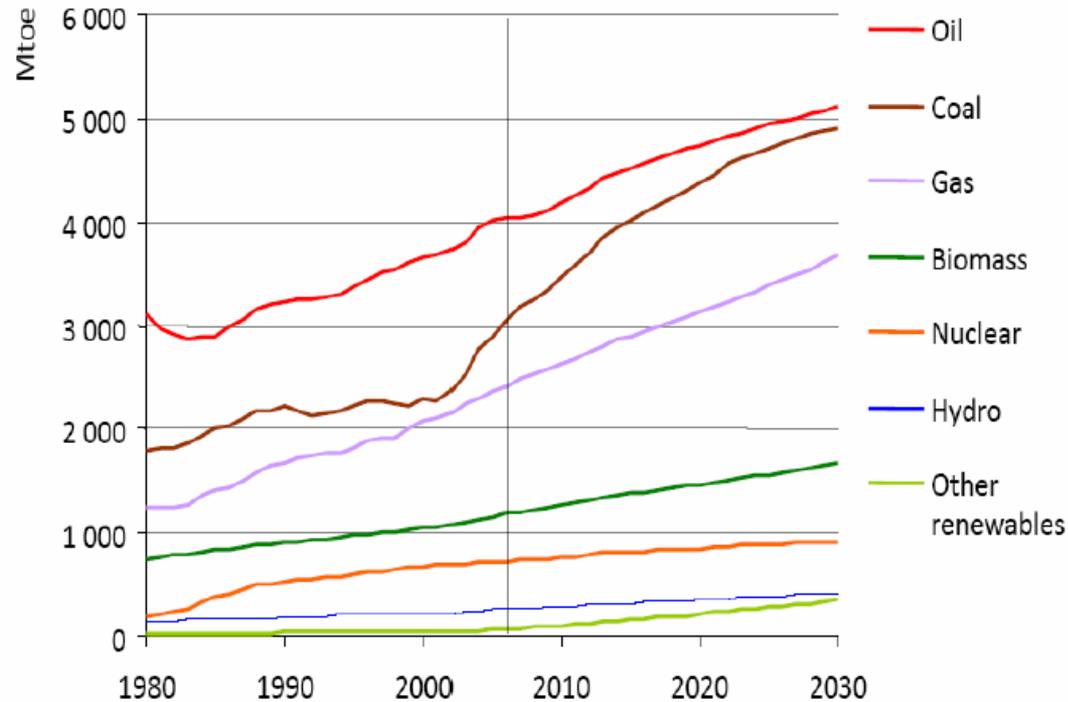
Previsión demanda energía primaria y emisiones de CO ₂					
	2.006		2.030		Variación
	Mtep	%	Mtep	%	2.030/2.006
Petróleo	4.029	34	5.109	30	+ 27 %
Gas Natural	2.407	21	3.670	22	+ 52 %
Subtotal	6.436	55	8.779	52	+ 36 %
Carbón	3.053	26	4.908	29	+ 67 %
Otras energías	2.241	19	3.327	19	+ 49 %
Total	11.730	100	17.014	100	+ 45
Emisiones de CO ₂ , Mt	27.889	-	40.553	-	+ 46 %



1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.1. Tendencia positiva y sin grandes cambios

Panorama energético mundial – Consumo de combustibles

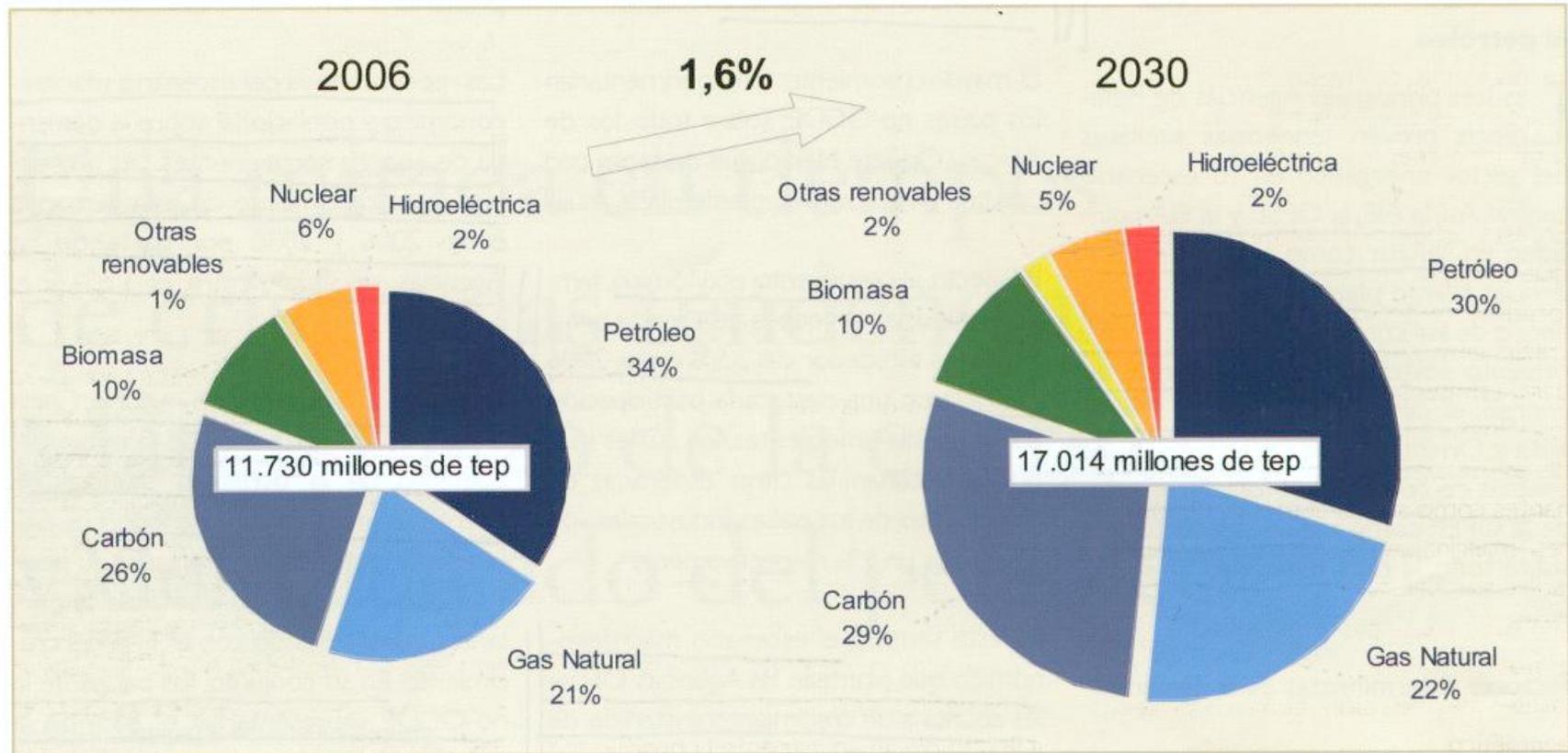




1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.1. Tendencia positiva y sin grandes cambios

Gráfico I. Evolución de la matriz de energía primaria en el mundo



Fuente: AIE y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol



1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.1. Tendencia positiva y sin grandes cambios

Demanda global de energía primaria

	2005		2015		2030		2005-2030**
	Mtep	% /total	Mtep	%/total	Mtep	%Mtep	
Carbón	2.892	25%	3.988	28%	4.994	28%	2,20%
Petróleo	4.000	35%	4.720	33%	5.585	32%	1,30%
Gas	2.354	21%	3.044	21%	3.948	22%	2,10%
Nuclear	721	6%	804	6%	854	5%	0,70%
Hidroeléctrica	251	2%	327	2%	416	2%	2,00%
Biomasa y residuos	1.149	10%	1.334	9%	1.615	9%	1,40%
Otras energías renovables*61		1%	145	1%	308	2%	6,70%
Total	11.428		14.362		17.720		1,80%

*Incluye energía eólica, solar, geotérmica, de las mareas y de las olas.

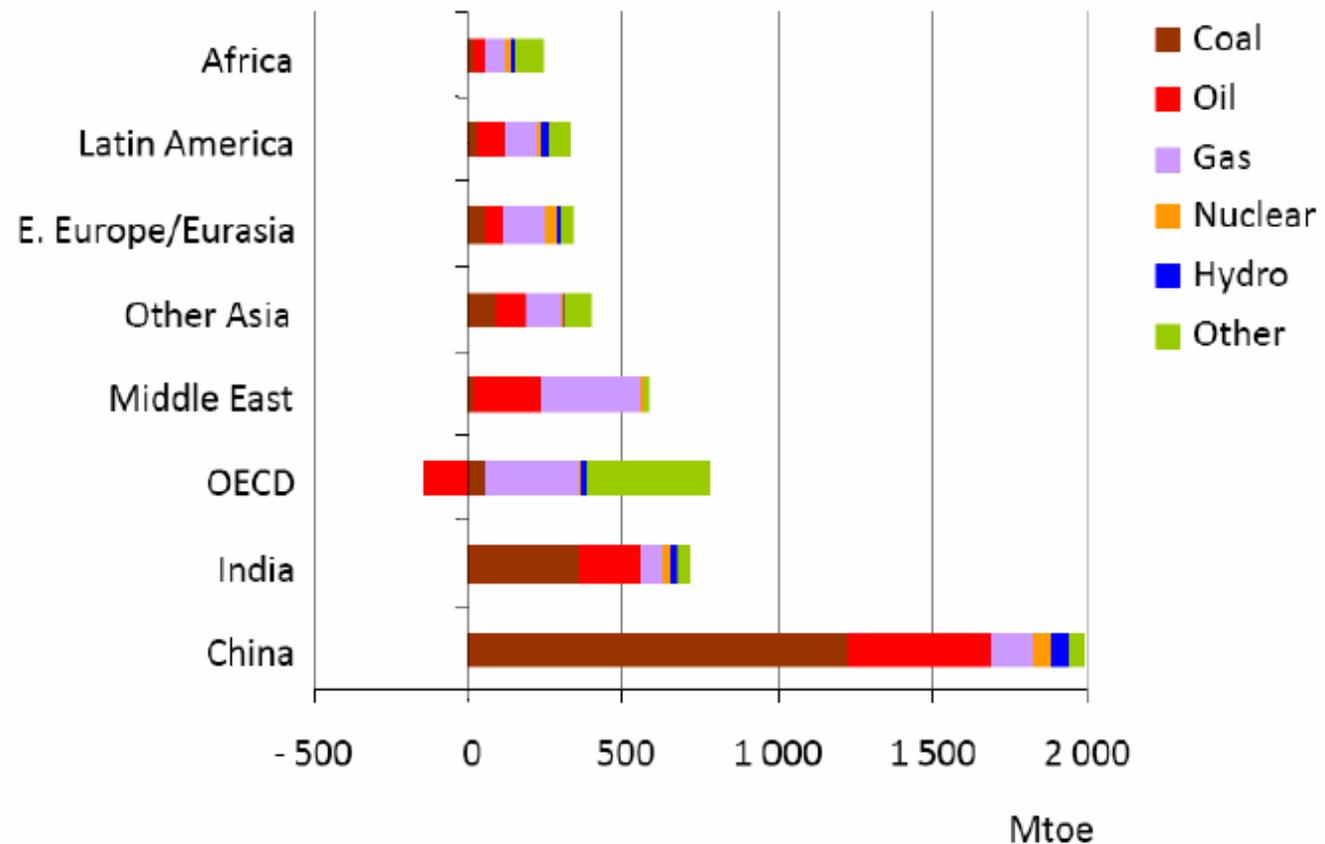
** Tasa de crecimiento media anual



1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.2. Diferencias regionales muy acusadas

Panorama energético mundial – Demanda mundial de energía primaria por regiones (WEO 2008)

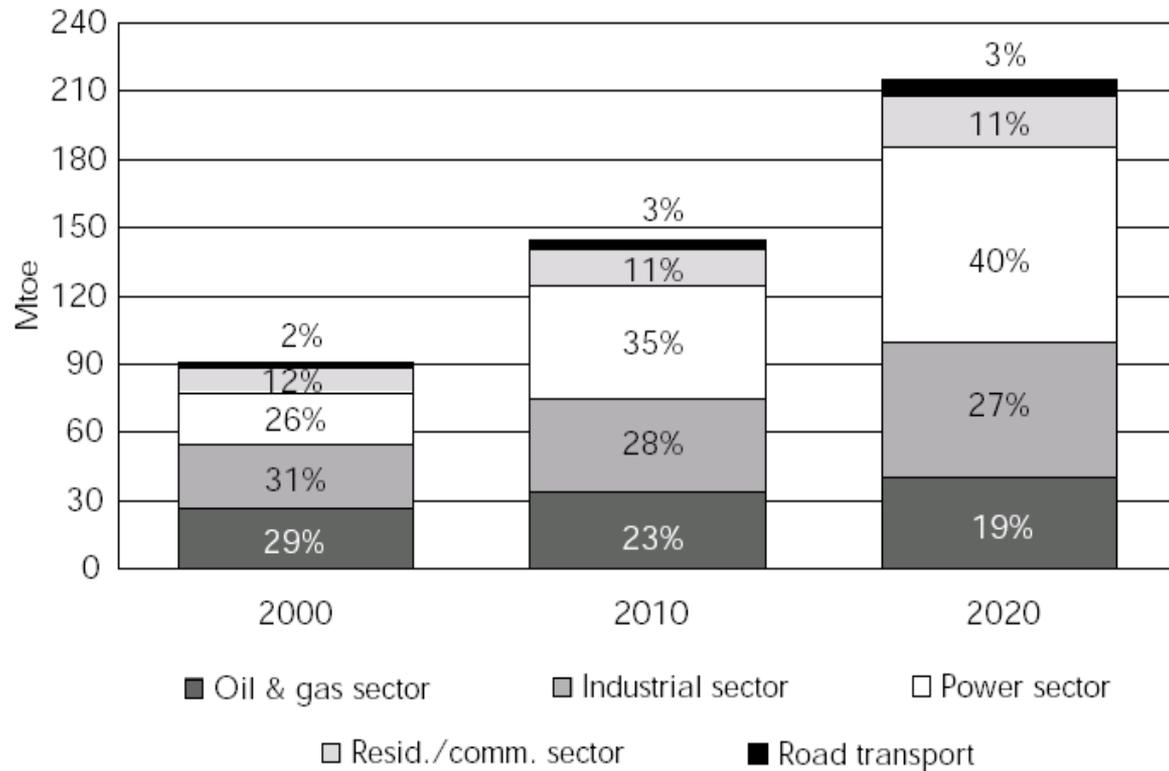




1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.2. Diferencias regionales muy acusadas

Proyecciones de la AIE sobre demanda gas natural por sectores en Latinoamérica 2000-2020.



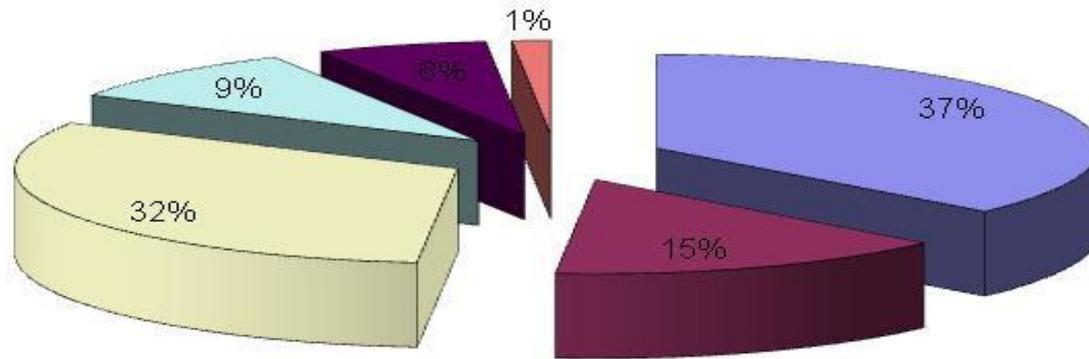
Source: Adapted from IEA, World Energy Outlook 2002.



1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.2. Diferencias regionales muy acusadas

Matriz Energética Brasileña – 2007



- Derivados de Petróleo
- Hidroeletricidade
- Biomassa
- Gás Natural
- Carvão Mineral
- Urânio



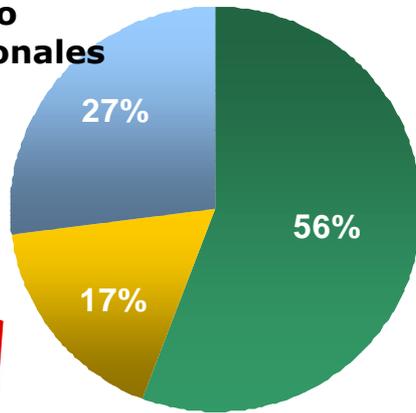
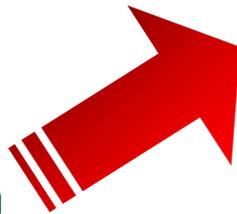
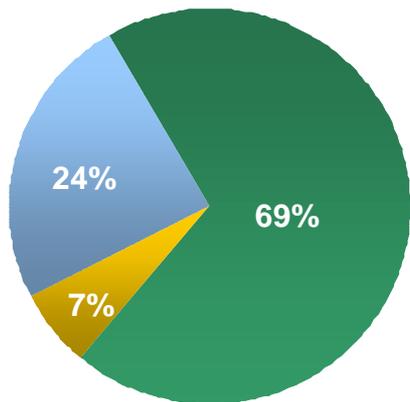
1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.2. Diferencias regionales muy acusadas

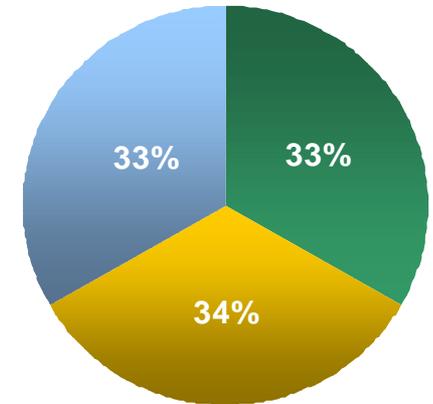
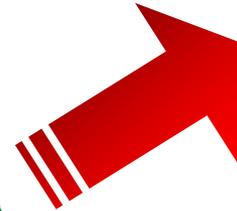
- **Petróleo**
- **Gas Natural + LGN**
- **Energías Renovables**

- **Hidroenergía**
- **Biocombustibles**
- **Energía no Convencionales**

Antes de Camisea



Situación Actual



Objetivo

Cambio de la Matriz Energética



% Porcentaje en energía comercial.

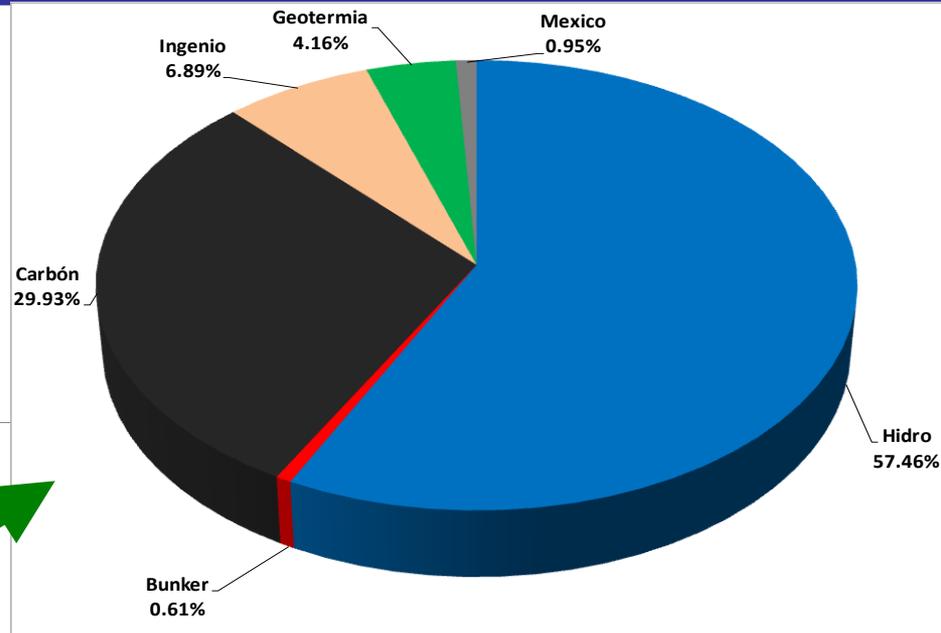
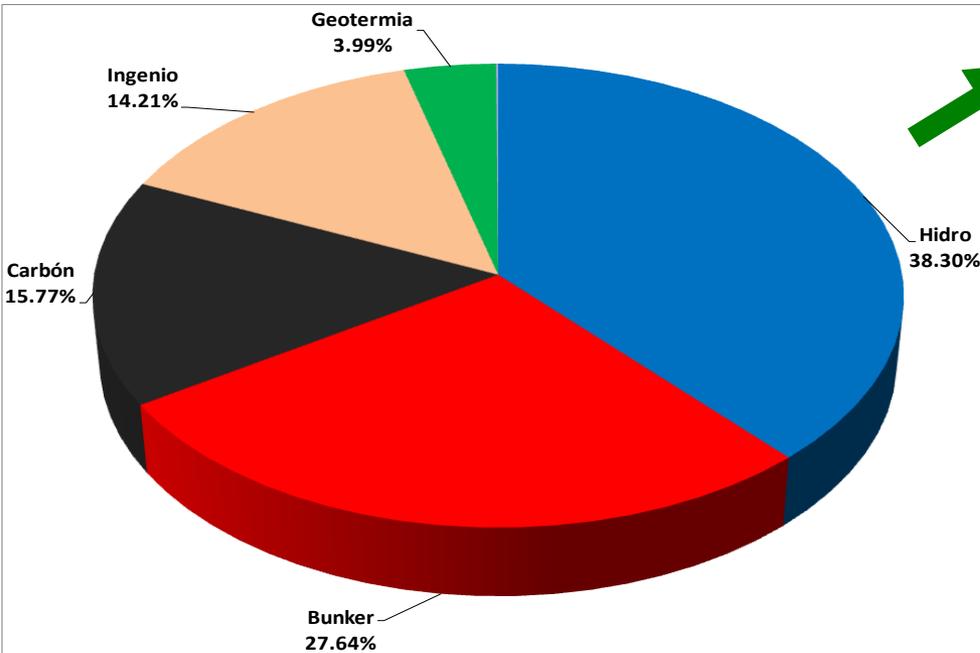


1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.2. Diferencias regionales muy acusadas

Matriz Energética Guatemala

Matriz Energética (Energía)- (2008)



Matriz Energética (Energía) al final (2022) del Plan de Generación

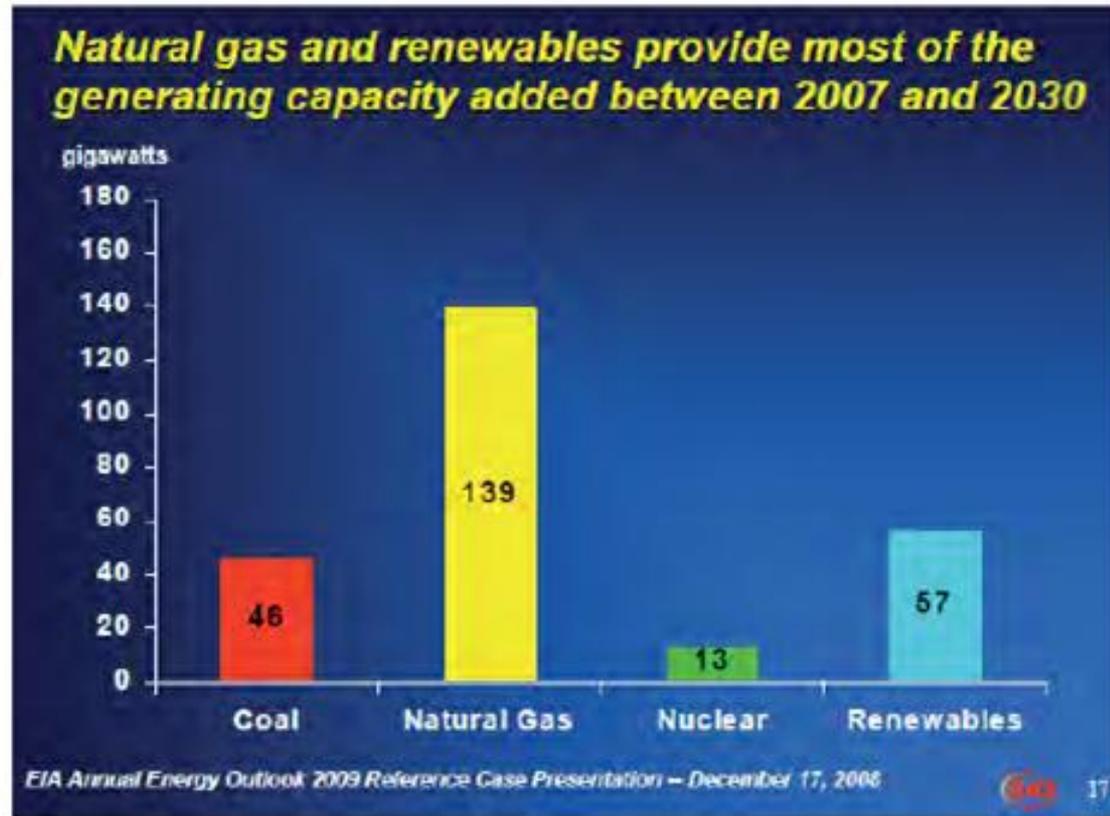




1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.2. Diferencias regionales muy acusadas

Previsión del incremento de generación 2007-2030 en EE.UU.

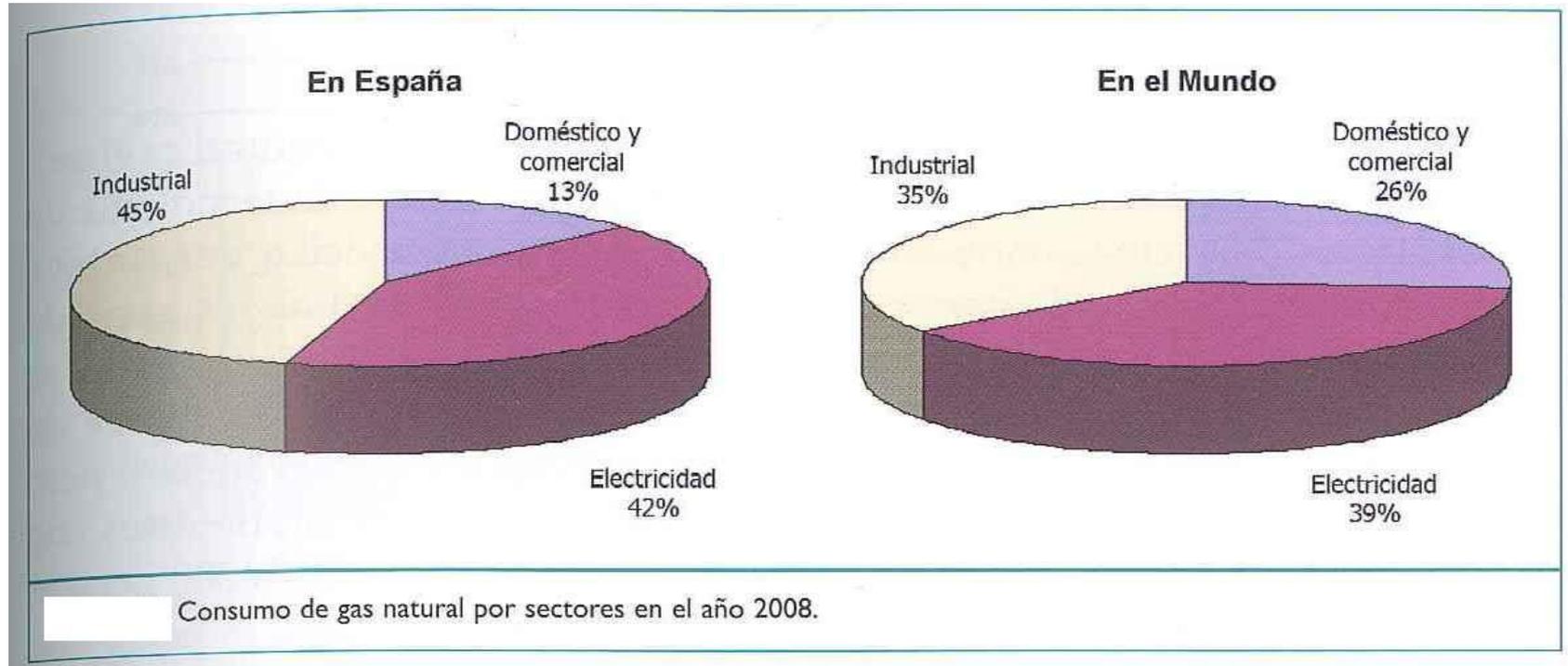


Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2009 (early release) 34



1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.3. La evolución en España



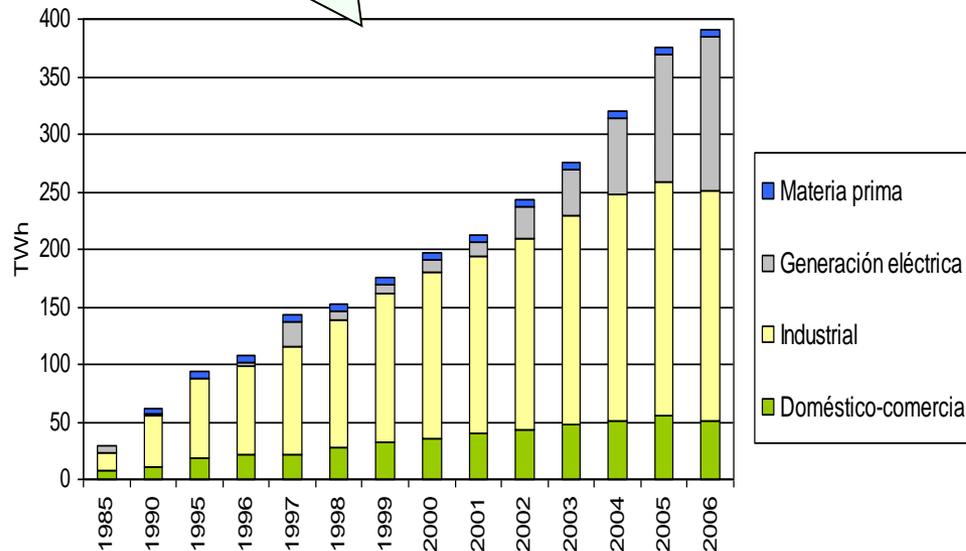


1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

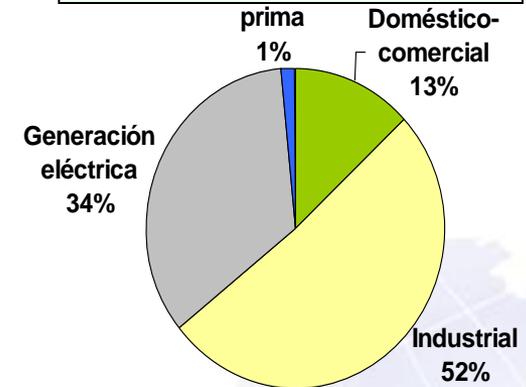
1.3. La evolución en España

Estructura del mercado de gas en España

Evolución de la Demanda Total por sectores



Estructura de mercado en 2006:



Fuente: Sedigas – Enagas

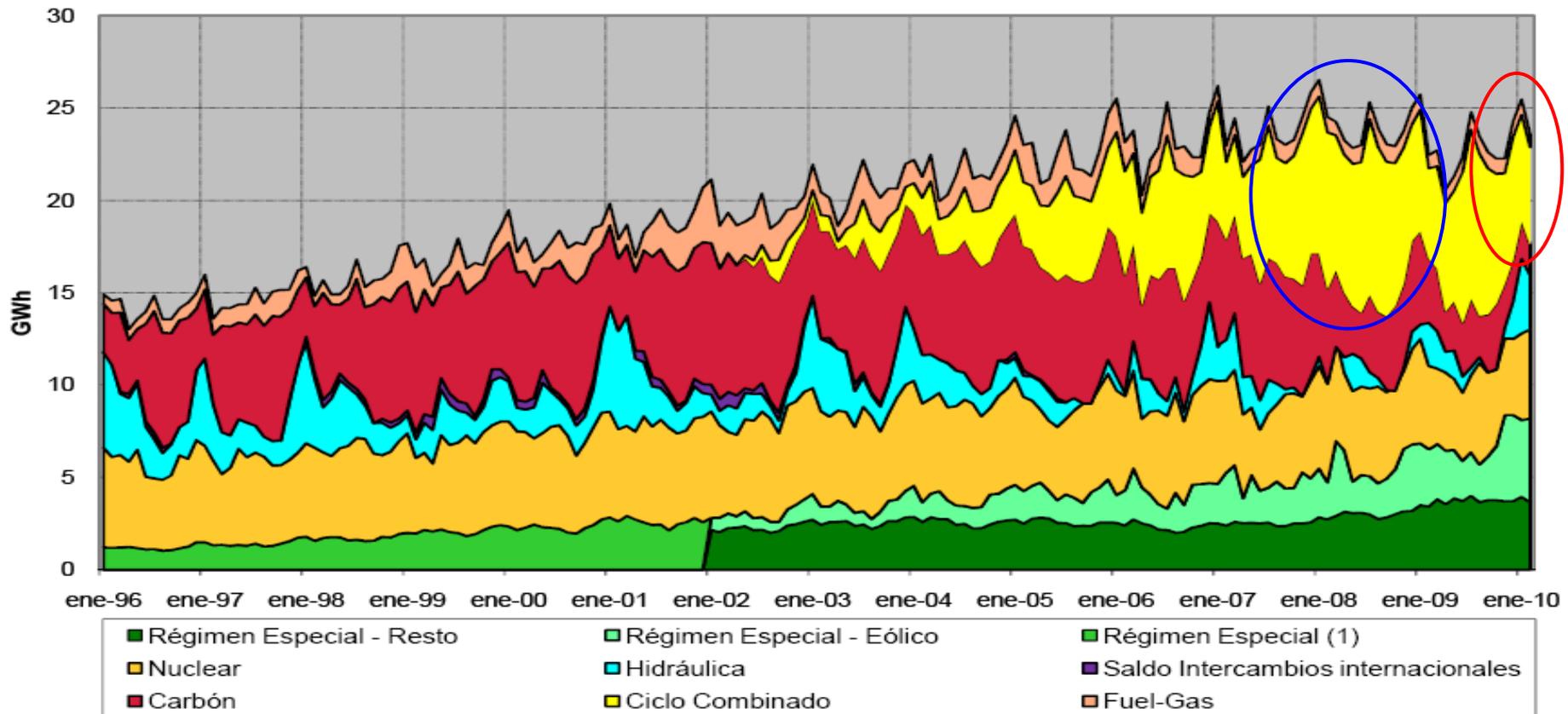


1. Perspectivas sobre consumo gas-electricidad

1.3. La evolución en España

ariae

Cobertura de la demanda peninsular. 1998 - 2010 (1)



Fuente: REE (Boletín Mensual. Enero 2010) y REE

Nota: (1) A partir del enero de 2002 se desglosa el Régimen Especial entre Eólico y Resto



ariae

2. Realidad: dura competencia entre factores complejos
2.0. La participación efectiva en el futuro





ariae

2. Realidad: dura competencia entre factores complejos
2.0. La participación efectiva en el futuro

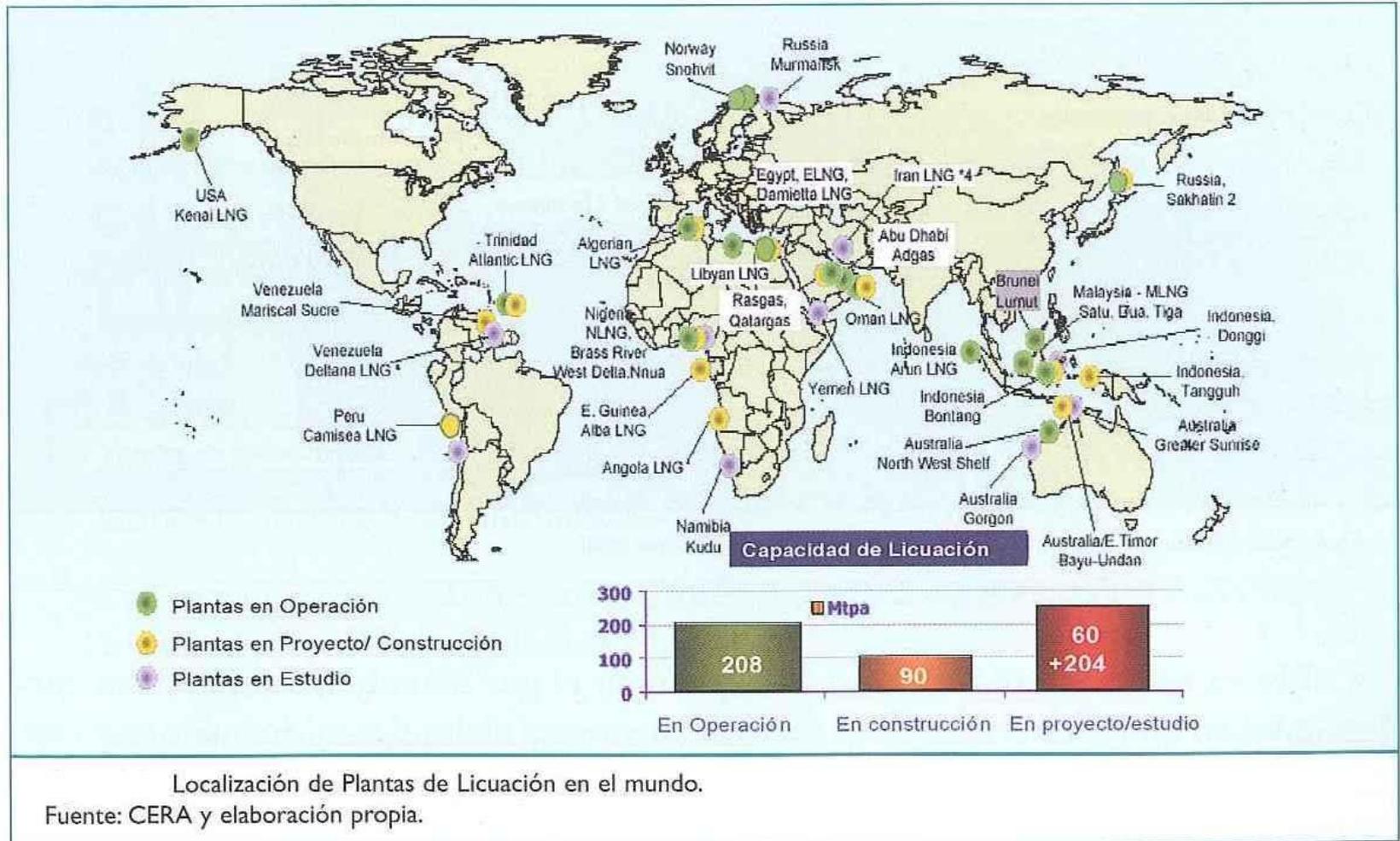




2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.1. Infraestructuras y acceso a la financiación

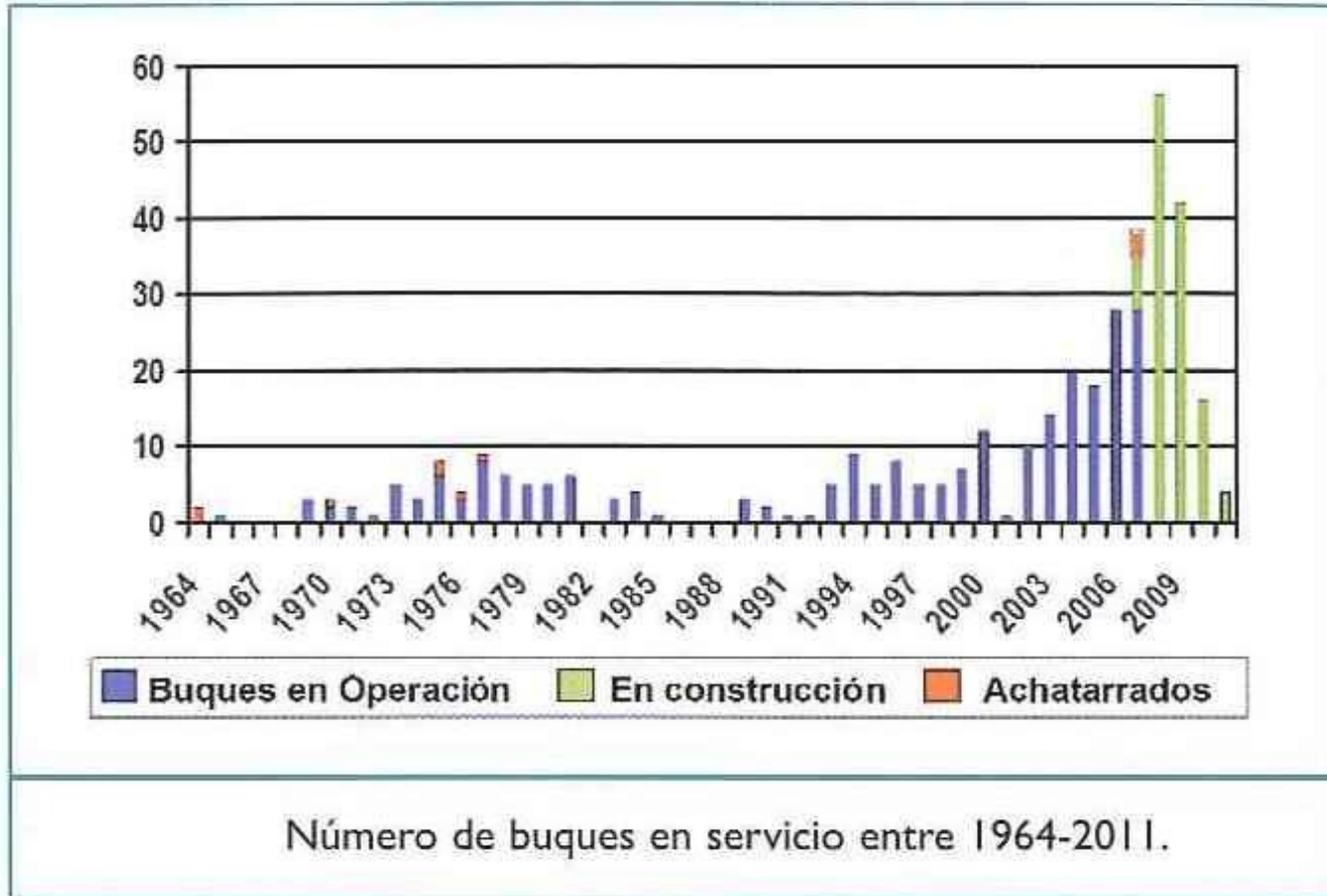
ariae





2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.1. Infraestructuras y acceso a la financiación





2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.1. Infraestructuras y acceso a la financiación

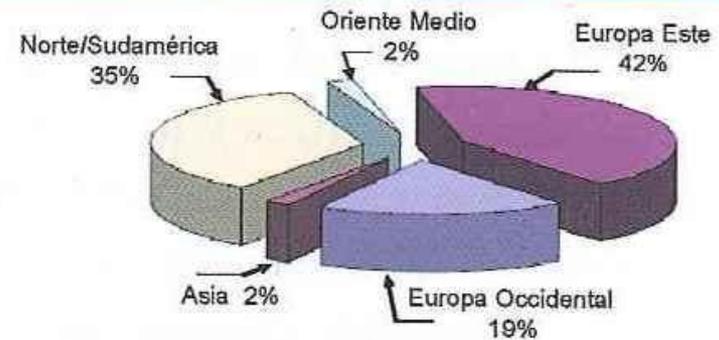
Almacenamientos subterráneos en el

mundo

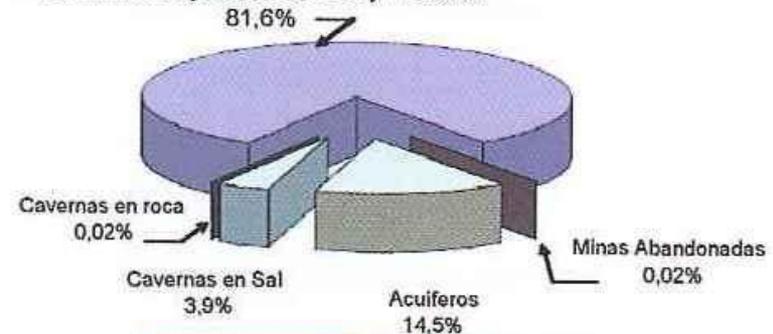
País	Volumen de gas útil 10 ⁹ m ³ (bcm)	Número de almacenamientos
EE.UU.	110,48	417
Rusia	90,04	23
Ucrania	34,06	13
Alemania	19,77	41
Italia	17,30	10
Canadá	14,07	42
Francia	11,63	15
Holanda	4,75	3
España	1,99	2
Otros	35,99	68
Total	340,08	634

Fuente: UGS World Data Bank-International Gas Union (IGU)

Distribución del volumen de almacenamiento por zonas geográficas



Yacimientos agotados de Gas y Petróleo



Distribución por tipo de almacenamiento

Distribución de Almacenamientos Subterráneos por zonas geográficas y por tipo de almacenamiento



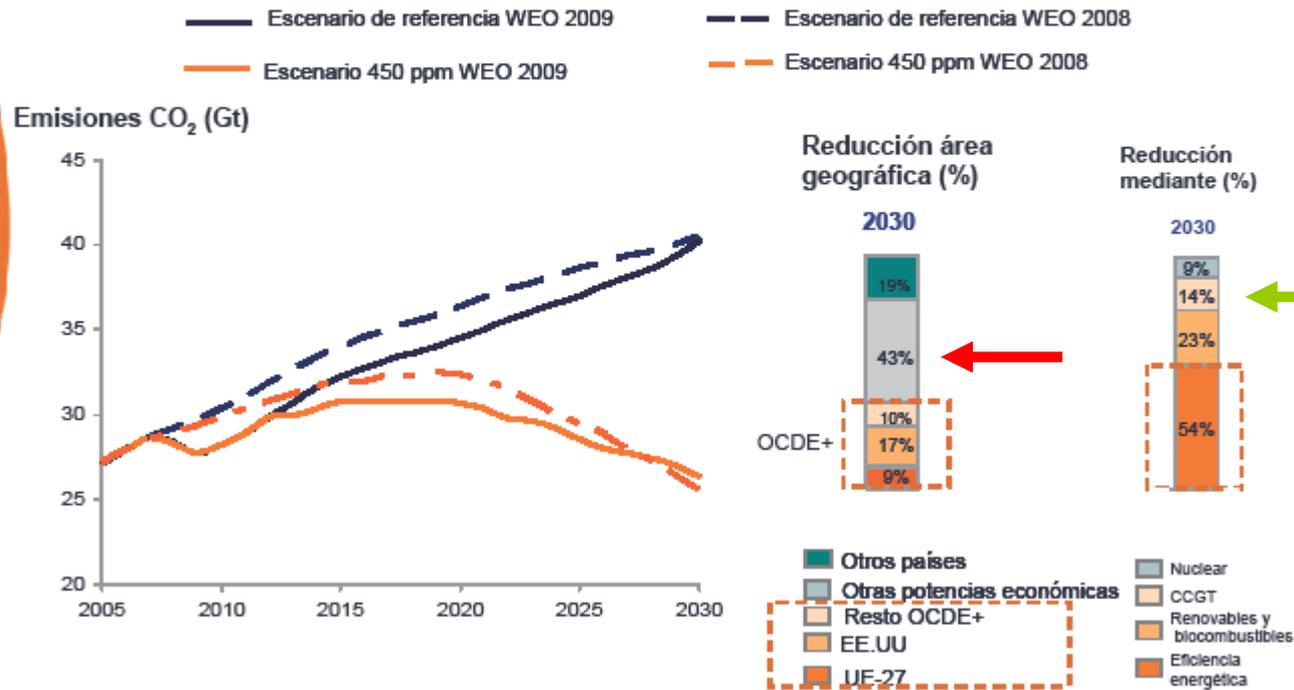
2. Realidad: dura competencia entre factores complejos 2.2. Obligación de reducción de emisiones GIS

3

Índices Repsol de eficiencia energética



La eficiencia energética es la vía más clara hacia un crecimiento económico sostenible



OCDE+ se refiere a los países de la OCDE más aquellos países de la UE-27 que no pertenecen a la OCDE

Fuente: World Energy Outlook 2008 y 2009. Agencia Internacional de la Energía



2. Realidad: dura competencia entre factores complejos 2.3. Obligación de ahorro y eficiencia energética

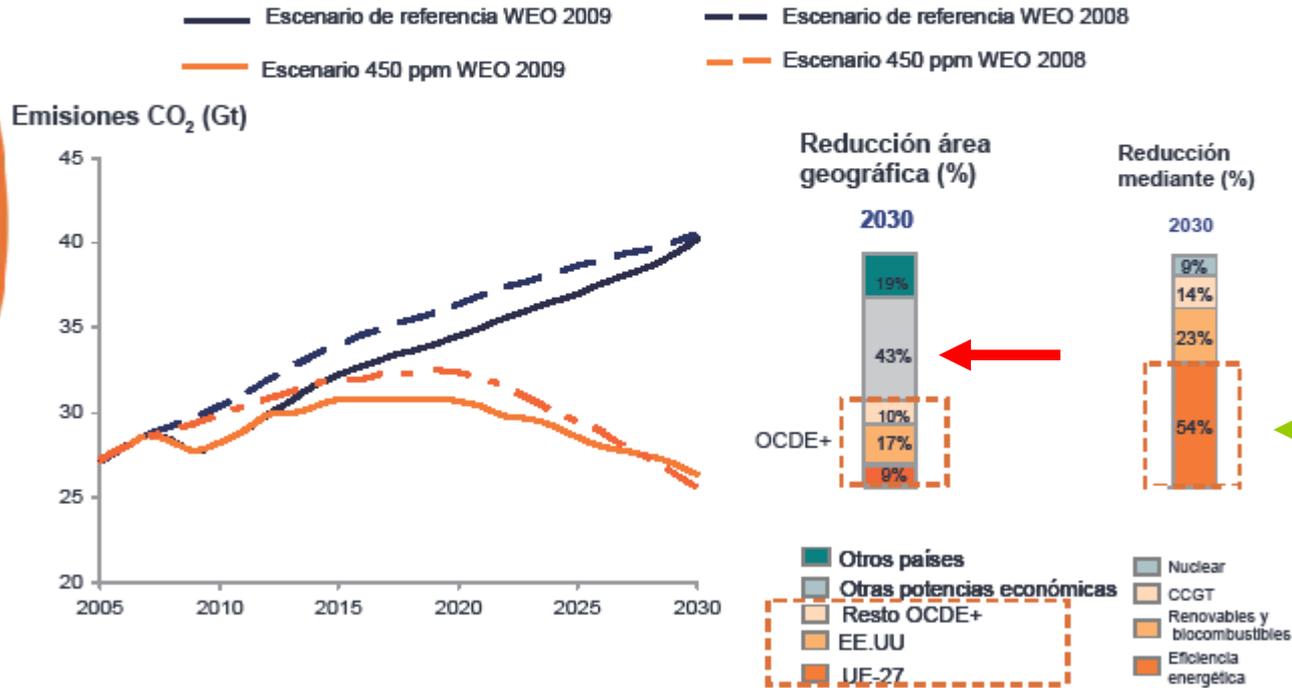
3

Índices Repsol de eficiencia energética



La eficiencia energética es la vía más clara hacia un crecimiento económico sostenible

observatorio de energía Qe



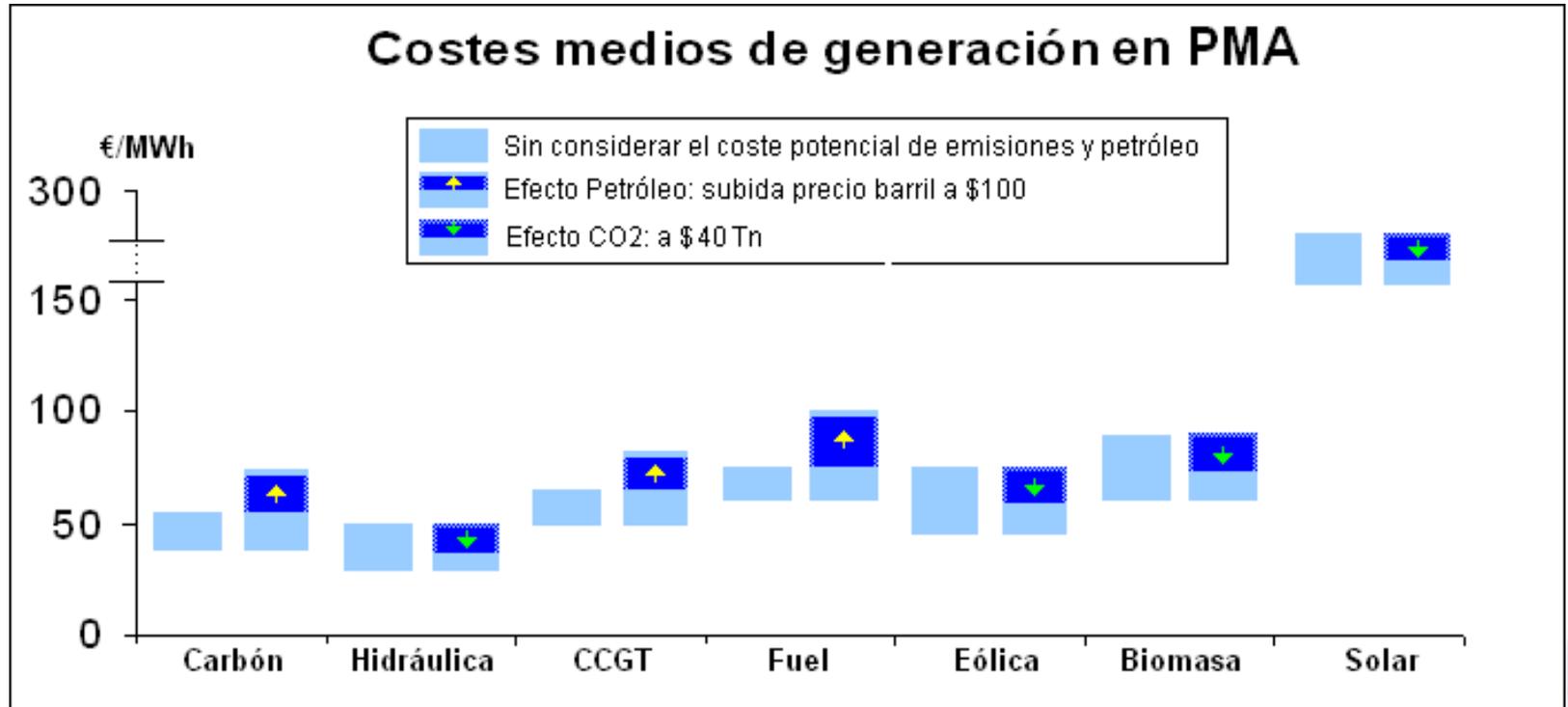
OCDE+ se refiere a los países de la OCDE más aquellos países de la UE-27 que no pertenecen a la OCDE

Fuente: World Energy Outlook 2008 y 2009. Agencia Internacional de la Energía



2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

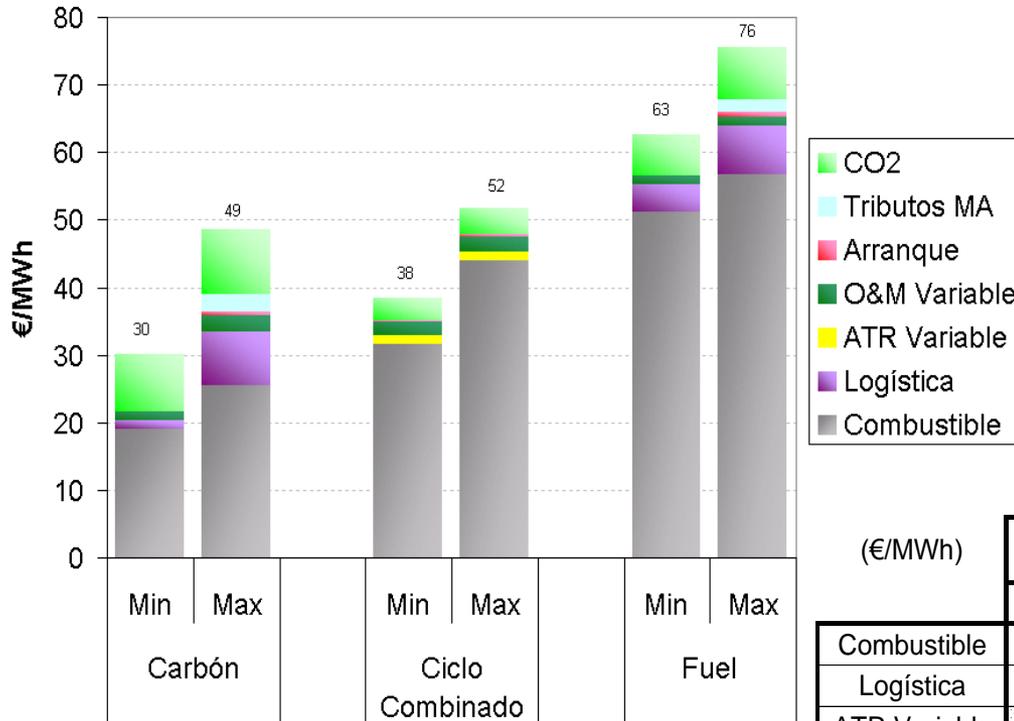
2.4. Reducción/Incremento costes





2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.4. Reducción/Incremento costes



Costes variables

Cotizaciones

Carbón (API 2)	68.01	\$/t
Petróleo (Brent)	56.66	\$/bbl
Gas Natural (NYMEX)	7.83	\$/MMBtu
Derechos de emisión	9.45	€/t CO ₂
Fuel-Oil 1%S CIF Med	266.80	\$/t

(€/MWh)	Carbón		Ciclo Combinado		Fuel	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Combustible	18.94	25.57	31.64	44.04 *	51.13	56.66
Logística	1.47	7.93			4.19	7.33
ATR Variable			1.20	1.25		
O&M Variable	1.20	2.40	2.10	2.10	1.20	1.20
Arranque	0.03	0.58	0.19	0.49	0.05	0.85
Tributos MA		2.41		0.06		1.80
CO ₂	8.51	9.64	3.31	3.78	6.14	7.75
	30.15	48.53	38.44	51.72 *	62.71	75.59

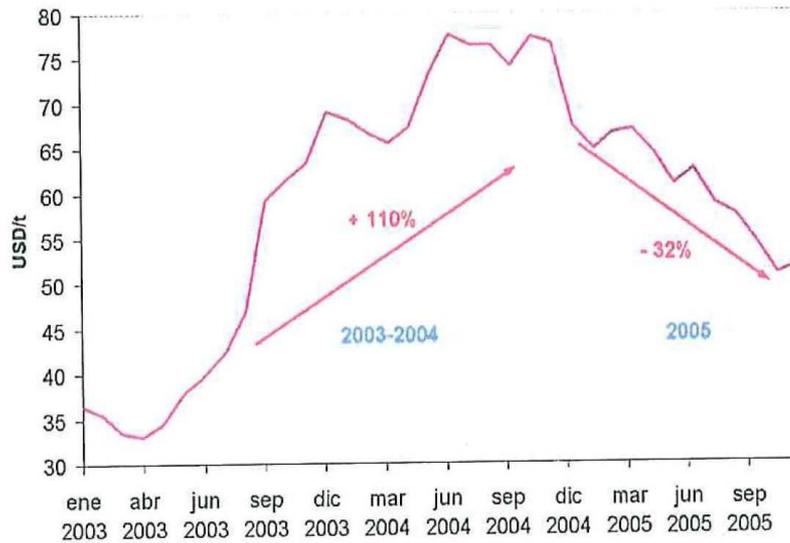
* El coste máximo de las centrales de ciclo combinado refleja la cotización del gas natural en operaciones de compra *spot* para el mercado español en el mes de noviembre



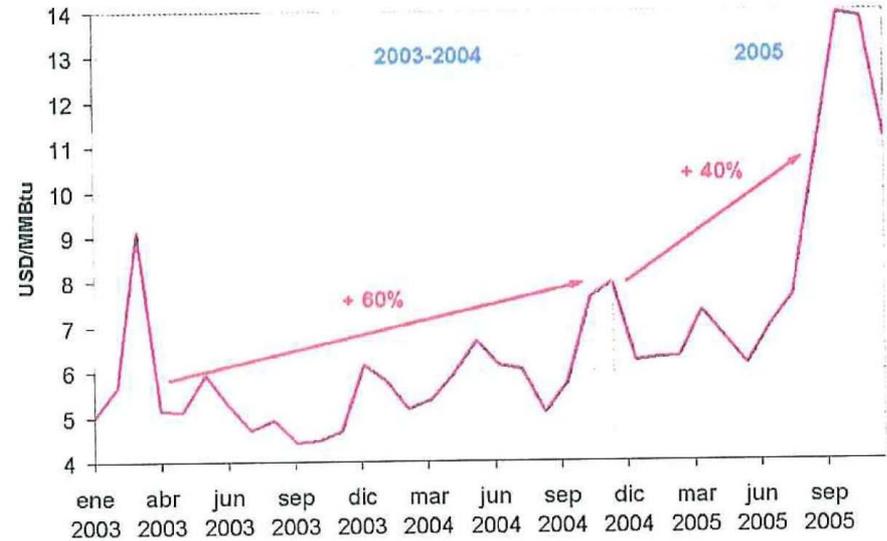
2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.4. Reducción/Incremento costes

Carbón



Gas natural



Evolución del carbón y el gas natural entre 2003 y 2005

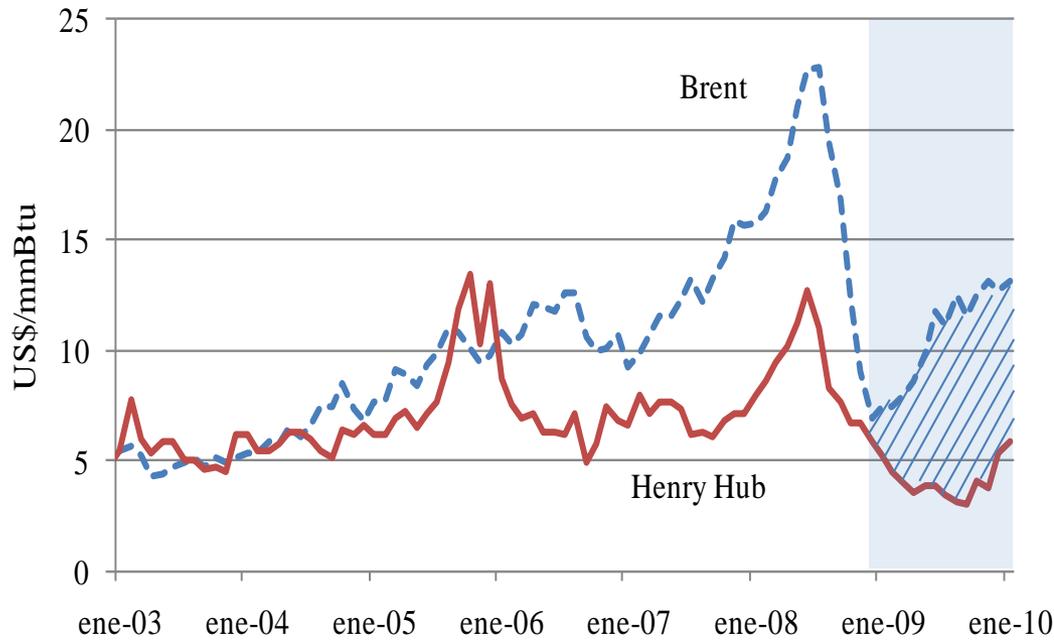
Estructura de los costes de la generación eléctrica			
	Gas	Carbón	Nuclear
Combustible	75 %	50 %	12 % (5% uranio)
Operación y mantenimiento	10 %	20 %	40 %
Capital	15 %	30 %	58 %





2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.4. Reducción/Incremento costes



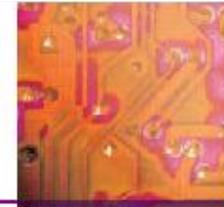
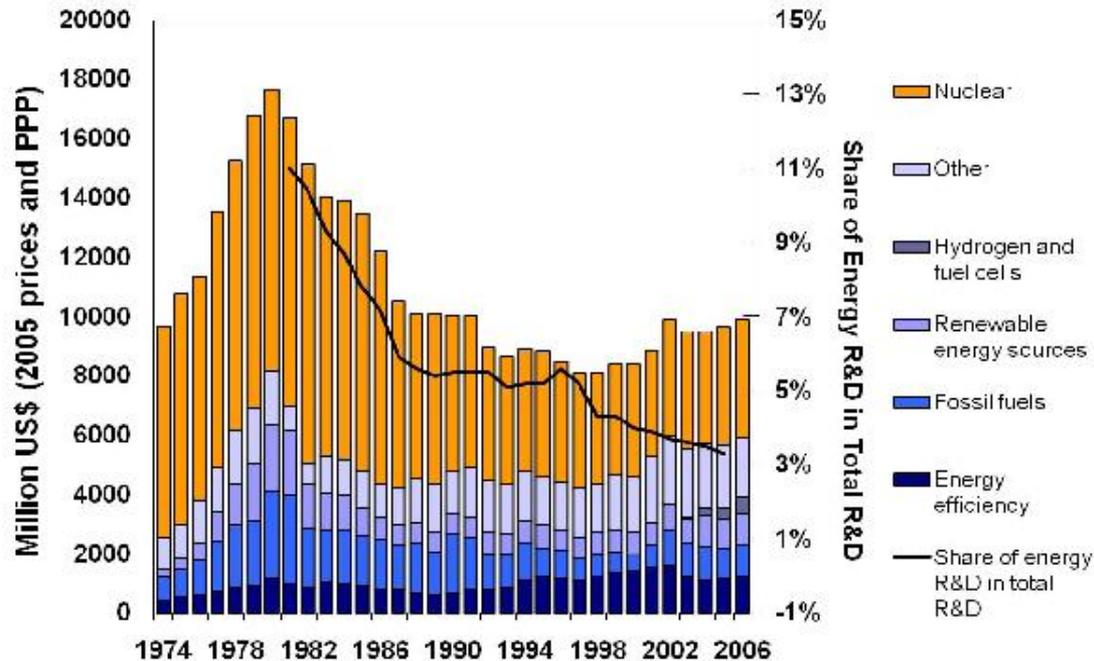
Estructura de los costes de la generación eléctrica

	Gas	Carbón	Nuclear
Combustible	75 %	50 %	12 % (5% uranio)
Operación y mantenimiento	10 %	20 %	40 %
Capital	15 %	30 %	58 %



2.4. Reducción/Incremento costes

Public Sector Energy R&D in IEA Countries – USD 10 bln/yr



ENERGY
TECHNOLOGY
PERSPECTIVES
2008

Scenarios &
Strategies
to 2050

INTERNATIONAL

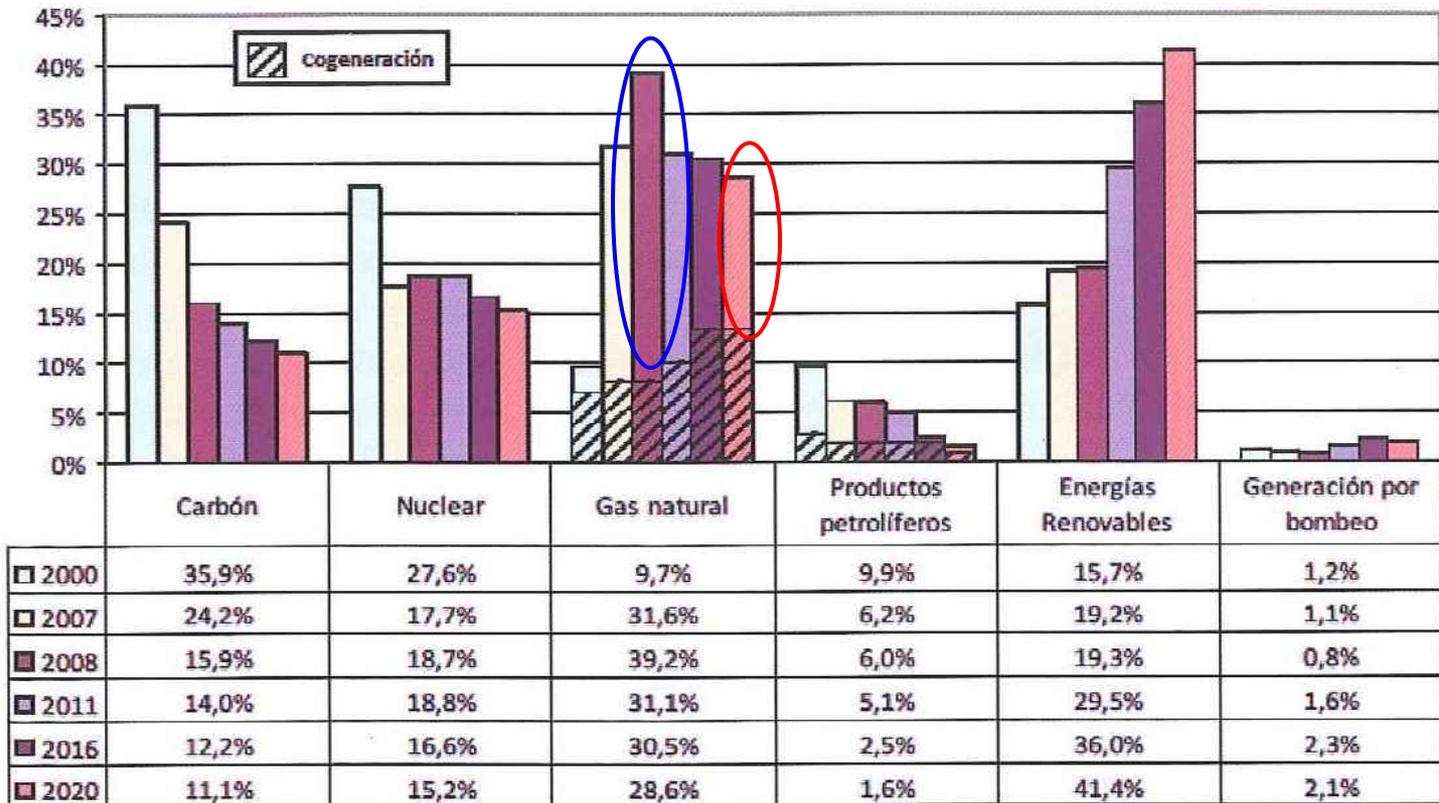
ENERGY
AGENCY



2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.5. Las decisiones de política energética

Evolución y Objetivos de futuro para la generación eléctrica



Evolución de la estructura de generación eléctrica.
Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009.



2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.5. Las decisiones de política energética

Decisiones regulatorias para favorecer la gestión de la demanda y/o la generación distribuida





2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.6. Sensibilidad consumidor y opinión pública

SERVIMEDIA MADRID 19 · 04 · 2010:

“El presidente de la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA), José María González Vélez, considera que **las compañías eléctricas con intereses en el gas y en el carbón atacan a las renovables -a las que acusan de ser caras- para defender su posición en el mercado**”

“Las renovables "ahorran al país mucho más de lo que reciben", afirma. **“En 2008 ahorraron en importaciones de petróleo 2.725 millones de euros. Si no hubieran entrado en el mercado eléctrico, éste hubiera sido 4.900 millones de euros más caro y las toneladas de CO2 que evitaron habrían supuesto otros 500 millones de euros.** Las primas recibidas fueron 2.600 millones. No contabilizamos el valor de las exportaciones, impactos sobre la salud, empleo, I+D, etcétera”.

"¿Todavía quieren seguir manteniendo que las renovables son caras? ¿Por qué? **Las primas pagadas en la tarifa eléctrica son la primera fila de árboles del bosque y por eso se ven. Los costes de las tecnologías fósiles están en las filas de atrás, las pagamos con impuestos y por eso no se ven, pero claro que existen**", concluye.

Fuente: Energía diario



2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.6. Sensibilidad consumidor y opinión pública

EFE MADRID 14 · 04 · 2010:

**“Europa podría abastecerse en 2050 con fuentes renovables
Europa podría satisfacer su demanda energética de forma segura con fuentes principalmente renovables en 2050 sin que se disparen los costes de inversión,** según un estudio de la Fundación del Clima Europea (ECF) y respaldado por la consultora McKinsey.”

"Es posible técnicamente y no sale caro, sale a precios más o menos parecidos a los actuales", aseguró la secretaria de Estado para el Cambio Climático, **Teresa Ribera**, que asistió en Bruselas a la presentación del informe.

Si la Unión Europea quiere reducir de aquí a 2050 entre el 80% y el 95% sus emisiones de dióxido de carbono (CO₂) **"necesita un sector eléctrico prácticamente descarbonizado"**, explicó Ribera. Lograrlo requerirá una fase de inversión que supondrá una subida inicial de los costes, pero que reportará grandes ganancias a largo plazo, continuó.

La ECF apunta en su estudio que **basar el sistema energético europeo principalmente en fuentes renovables resultaría suficientemente fiable y reduciría el coste que suponen las importaciones de combustibles fósiles y evitaría los riesgos que entraña el uso de energía nuclear.**

Fuente: Energía diario



2. Realidad: dura competencia entre factores complejos

2.6. Sensibilidad consumidor y opinión pública

EFE MADRID 25 · 03 · 2010

“La energía nuclear es la más barata, aunque la térmica y la eólica son más competitivas. La electricidad de origen nuclear es la más barata en la producción, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Agencia de la Energía Nuclear (AEN), que matizan que tanto la generada en las centrales térmicas de carbón o de gas como la de las plantas eólicas son igualmente competitivas.”

"Ninguna tecnología de producción de electricidad puede pretender ser la menos cara en todas las situaciones", subrayan la AIE y la AEN en un estudio en el que señalan que la competitividad de una u otra va a depender de los costos de financiación, de los precios de las materias primas y las emisiones de carbono y de la normativa de política energética en cada país.”

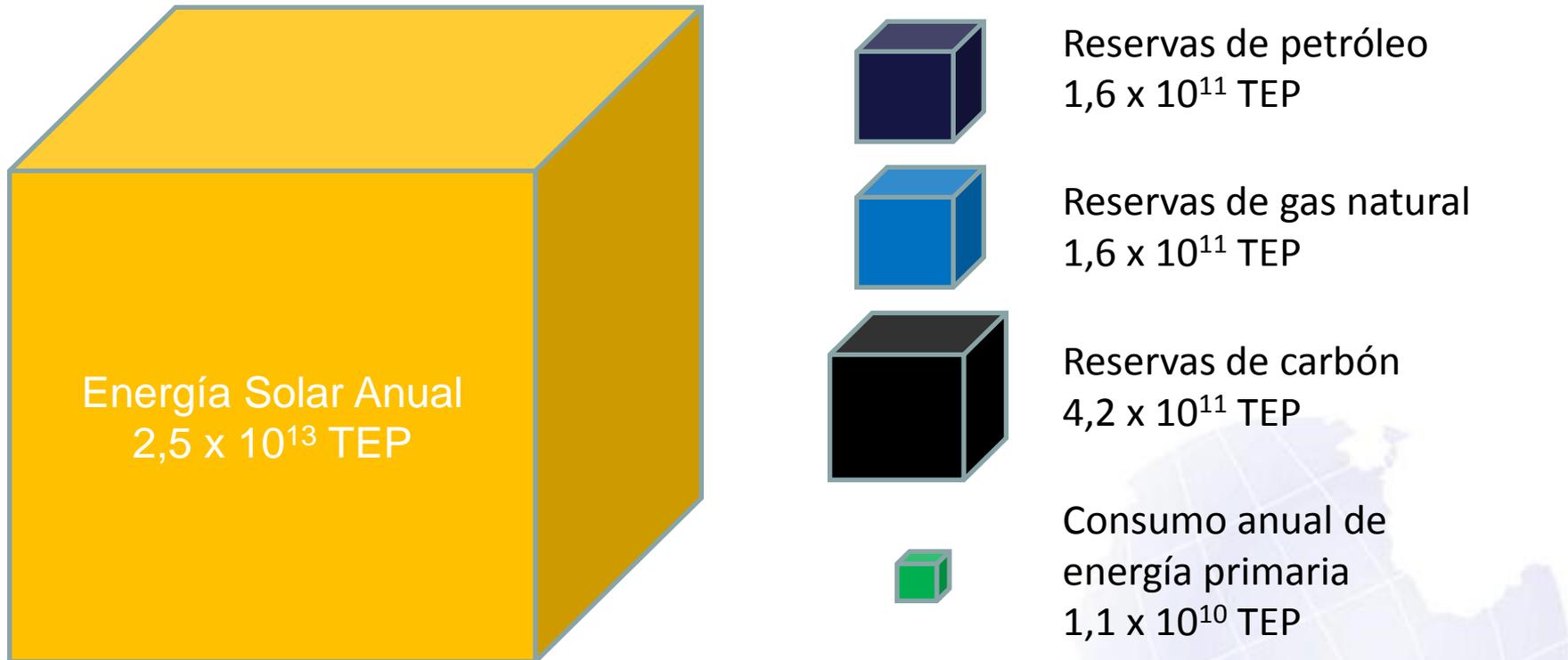
“Los resultados del informe muestran que, **con las condiciones consideradas, la tecnología de generación de electricidad más barata en el horizonte de 2015 es la nuclear**, seguida de la térmica con plantas de carbón, si los costos de financiación se mantienen bajos (un tipo de interés del 5%). Si los costos de financiación subieran a una media del 10%, las plantas de carbón, seguidas de las plantas de ciclo combinado de gas pasarían a ser las más eficientes en términos económicos. En cualquier caso, con los criterios fijados por el estudio -que por primera vez incluye un costo de 30 dólares por la emisión de cada tonelada de dióxido de carbono (CO₂)- **la electricidad nuclear es la más barata en las tres regiones analizadas (Norteamérica, Europa y Asia-Pacífico).**”

“**No tienen en cuenta los costos externos generados por su funcionamiento** -el impacto medioambiental o la seguridad en el aprovisionamiento, pero tampoco el problema de los residuos radiactivos- más allá de los citados 30 dólares fijados como precio de la tonelada de CO₂ en el mercado de intercambio de emisiones. Tampoco engloban los referidos al transporte ni de distribución de la electricidad.”



3. Creciente influencia de energías renovables...

3.1. Disponibilidad de recursos

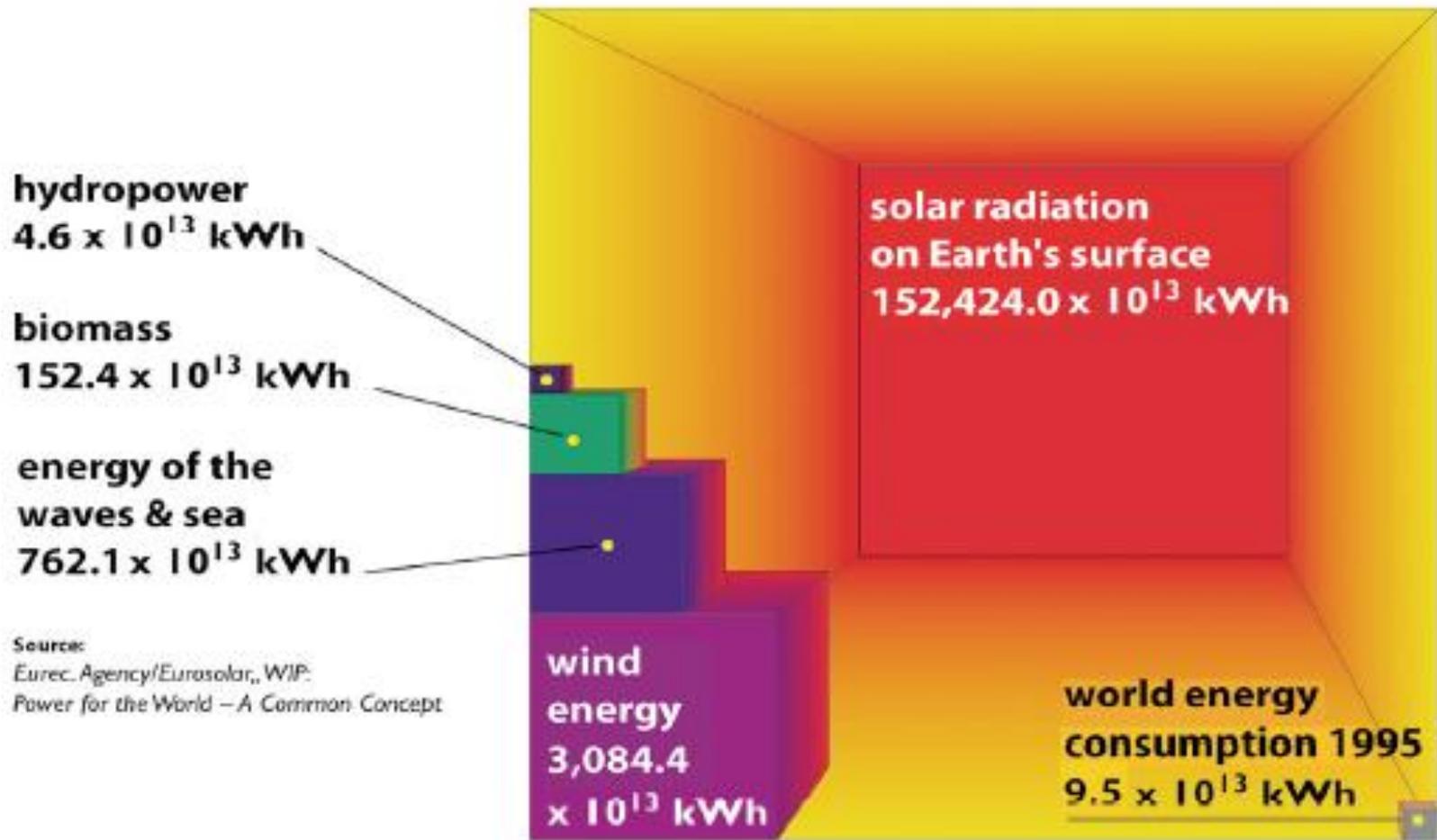


Fuente: BP Statistical review of world energy 2007



3. Creciente influencia de energías renovables...

3.1. Disponibilidad de recursos

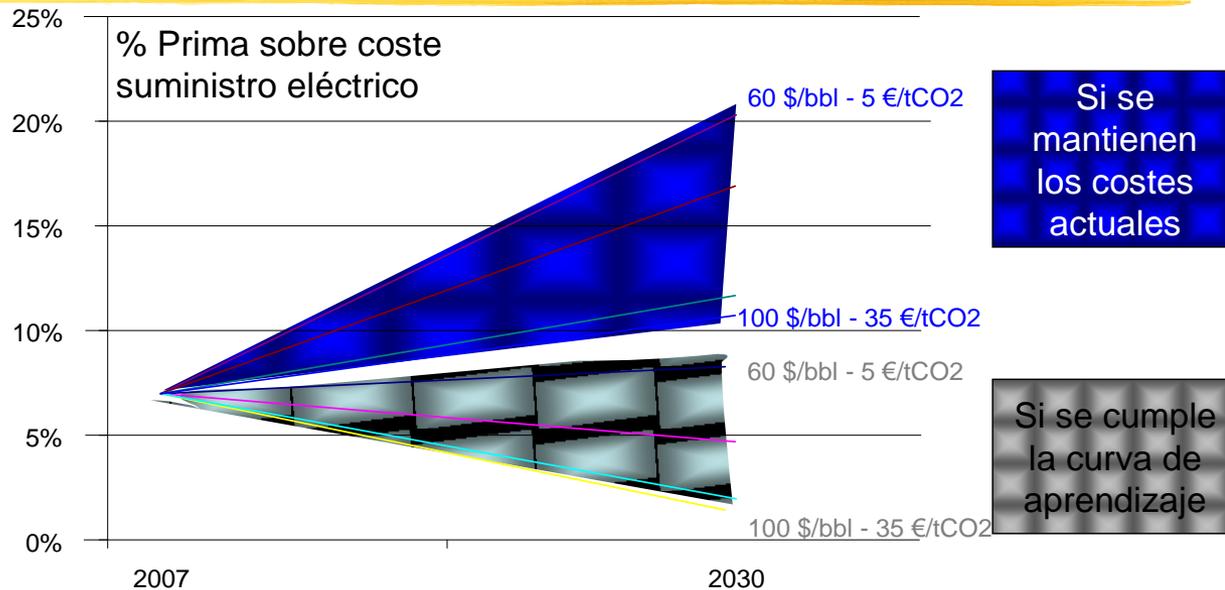


Sources:
Eurec. Agency/Eurasolar,, WIP:
Power for the World – A Common Concept

3. Creciente influencia de energías renovables...

3.2. Tendencia emergente: competitividad dinámica

Renovables en 2030 – Efecto del precio de los combustibles convencionales y del CO2



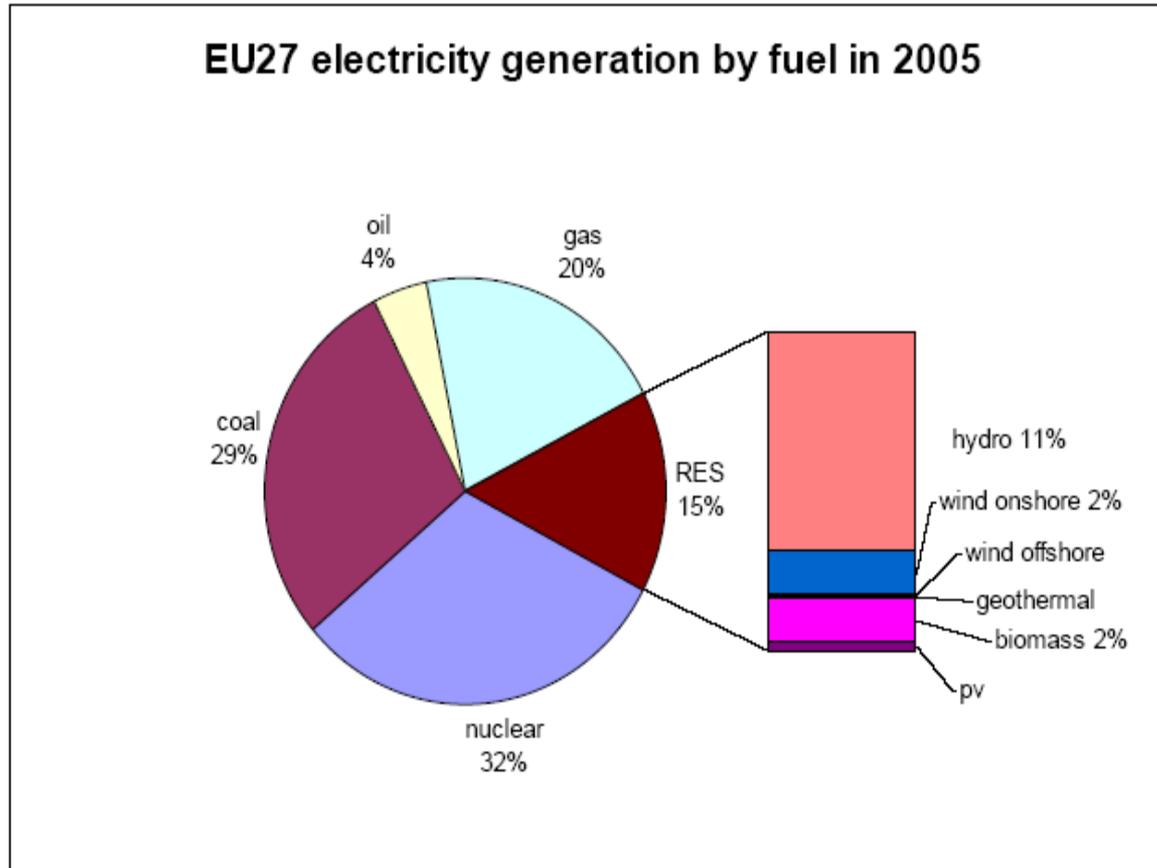
%Renovables s/coste de suministro si se cumple la curva de aprendizaje 2030		
	5 €/tCO2	35 €/tCO2
60 \$/bbl	9%	7%
100 \$/bbl	2%	2%

%Renovables s/coste de suministro con costes actuales 2030		
	5 €/tCO2	35 €/tCO2
60 \$/bbl	21%	17%
100 \$/bbl	12%	11%



3. Creciente influencia de energías renovables...

3.2. Tendencia emergente: competitividad dinámica

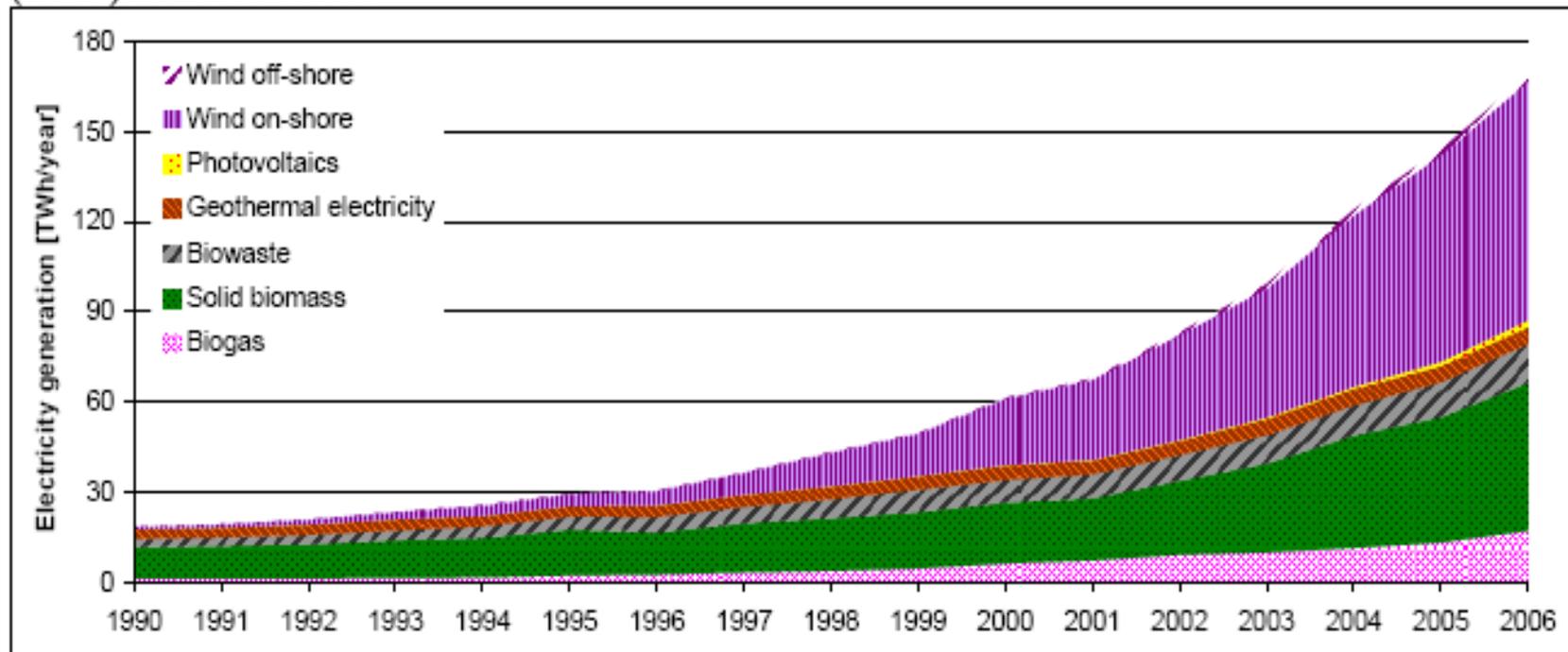




3.2. Tendencia emergente: competitividad dinámica

Figure 3: Historical development of electricity generation from 'new' renewable electricity in the European Union

(EU-27) from 1990 to 2006

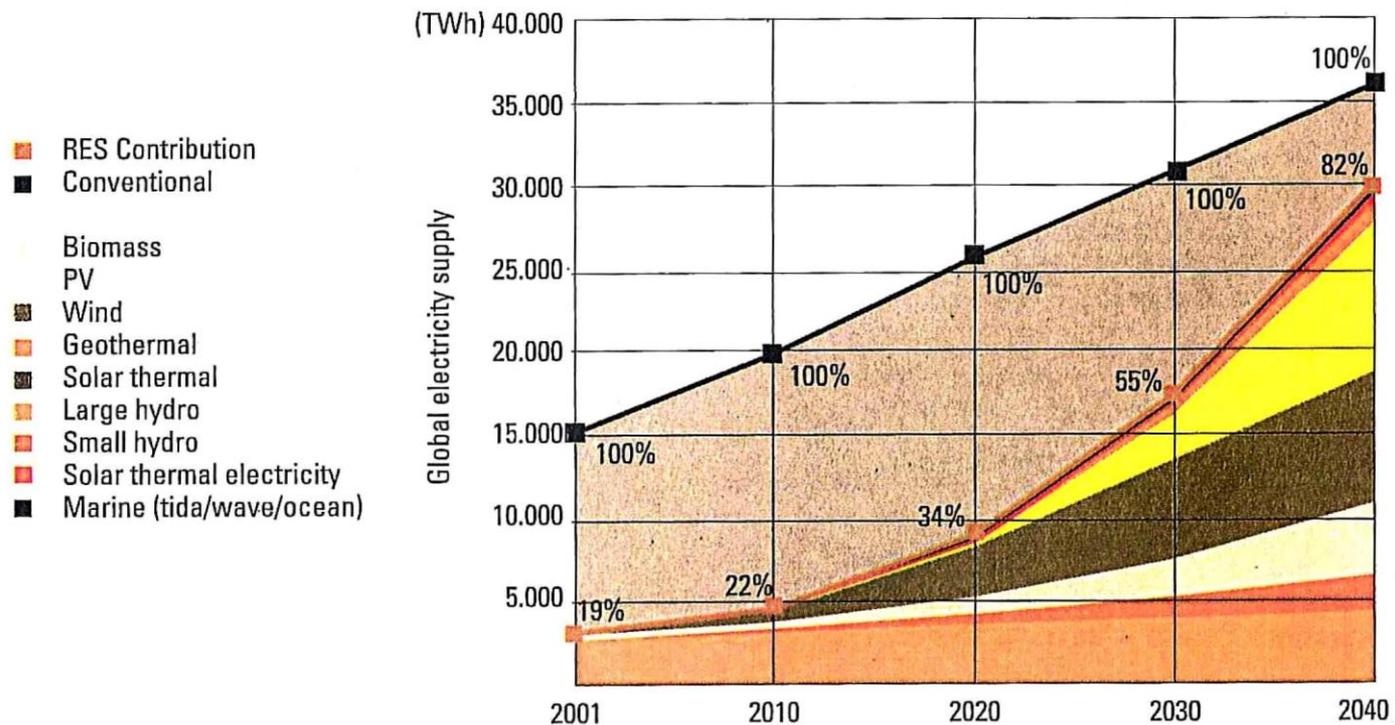




3. Creciente influencia de energías renovables...

3.3. Previsiones superadas por realidad

Gráfico 04 Escenario de penetración de las tecnologías renovables para el abastecimiento de la demanda energética eléctrica hasta el 2040 (EREC, 2004)

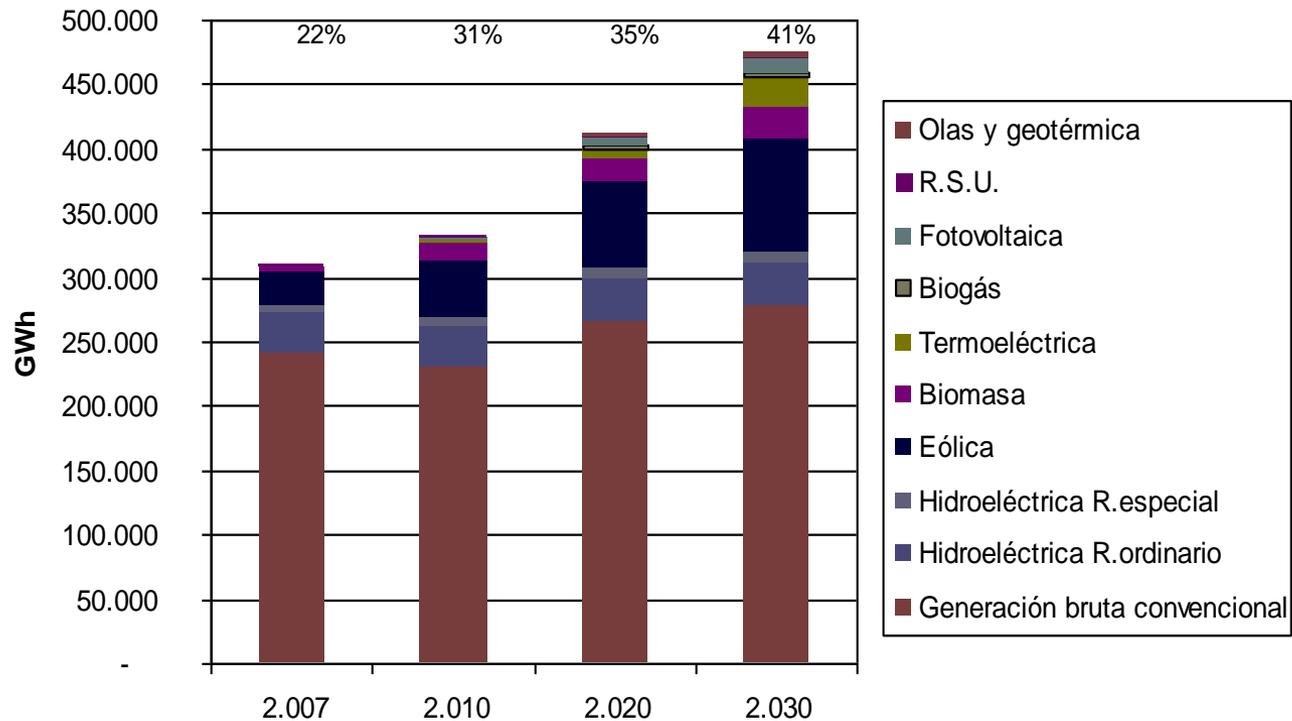




3. Creciente influencia de energías renovables...

3.3. Previsiones superadas por realidad

Renovables en 2030 – Producción renovable sobre producción bruta eléctrica

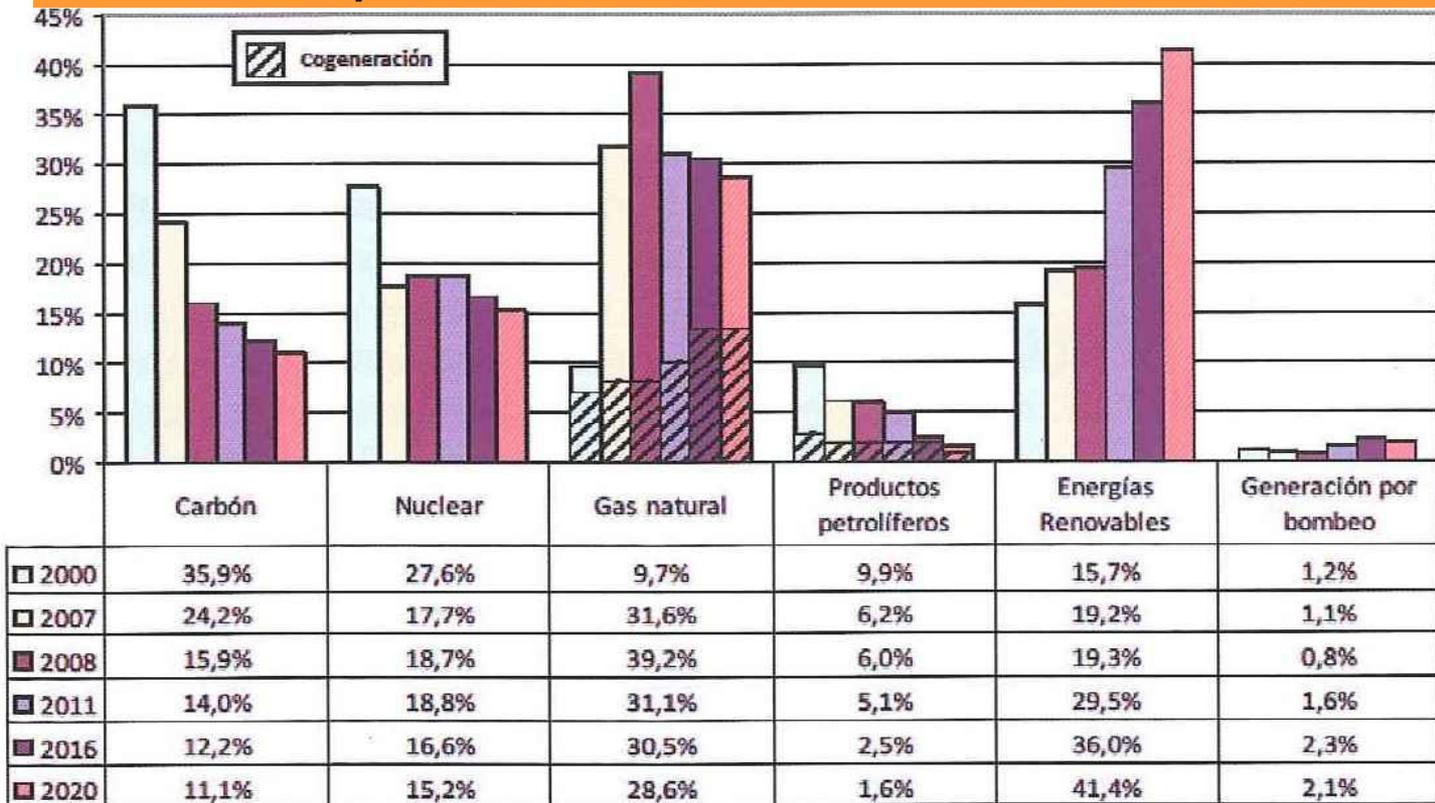




3. Creciente influencia de energías renovables...

3.4. Las decisiones regulatorias en la UE

Horizonte 2020 – Evolución de la estructura de la generación eléctrica en España



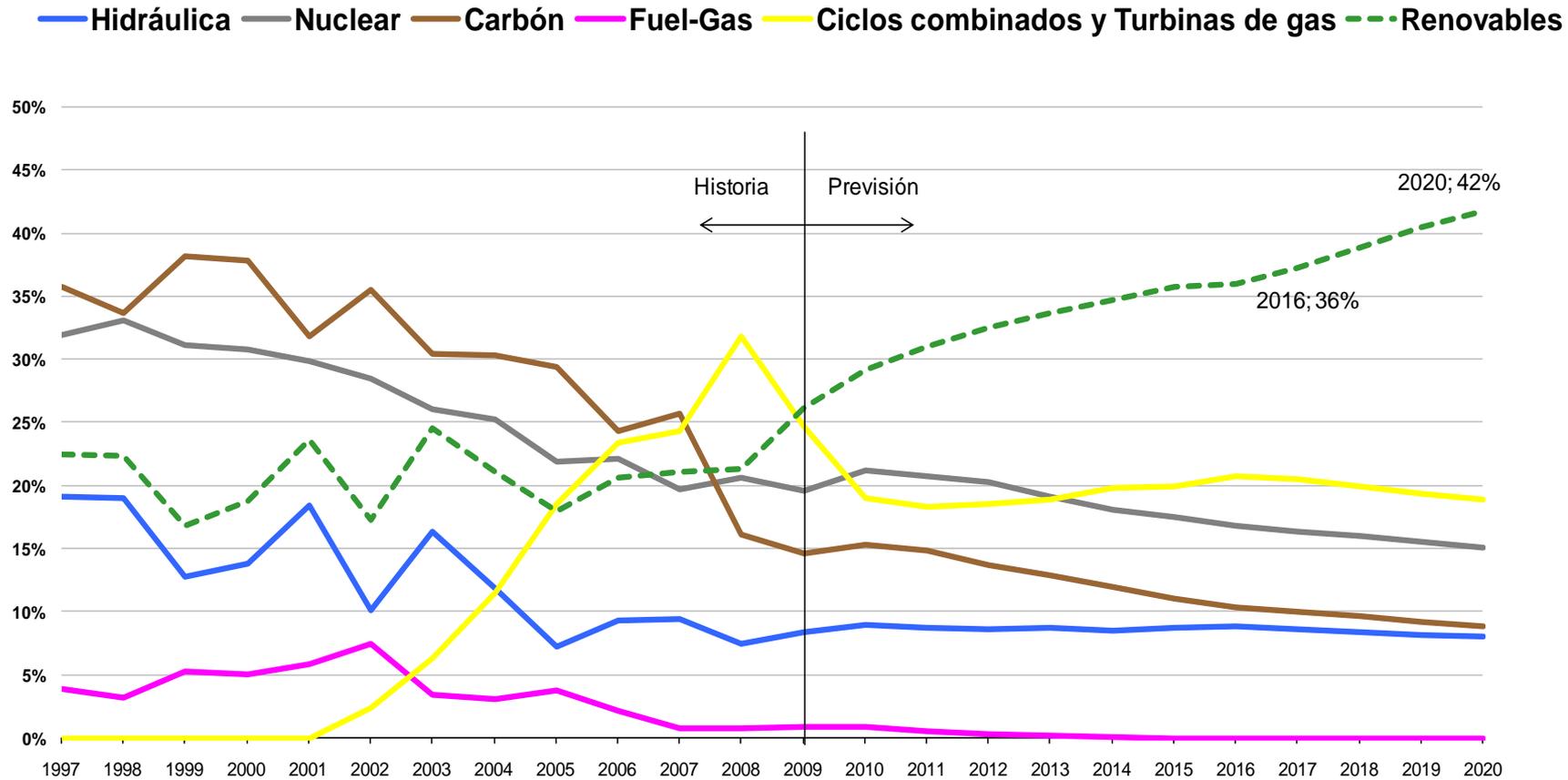
Evolución de la estructura de generación eléctrica.
Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009.



3. Creciente influencia de energías renovables...

3.4. Las decisiones regulatorias en la UE

ariae



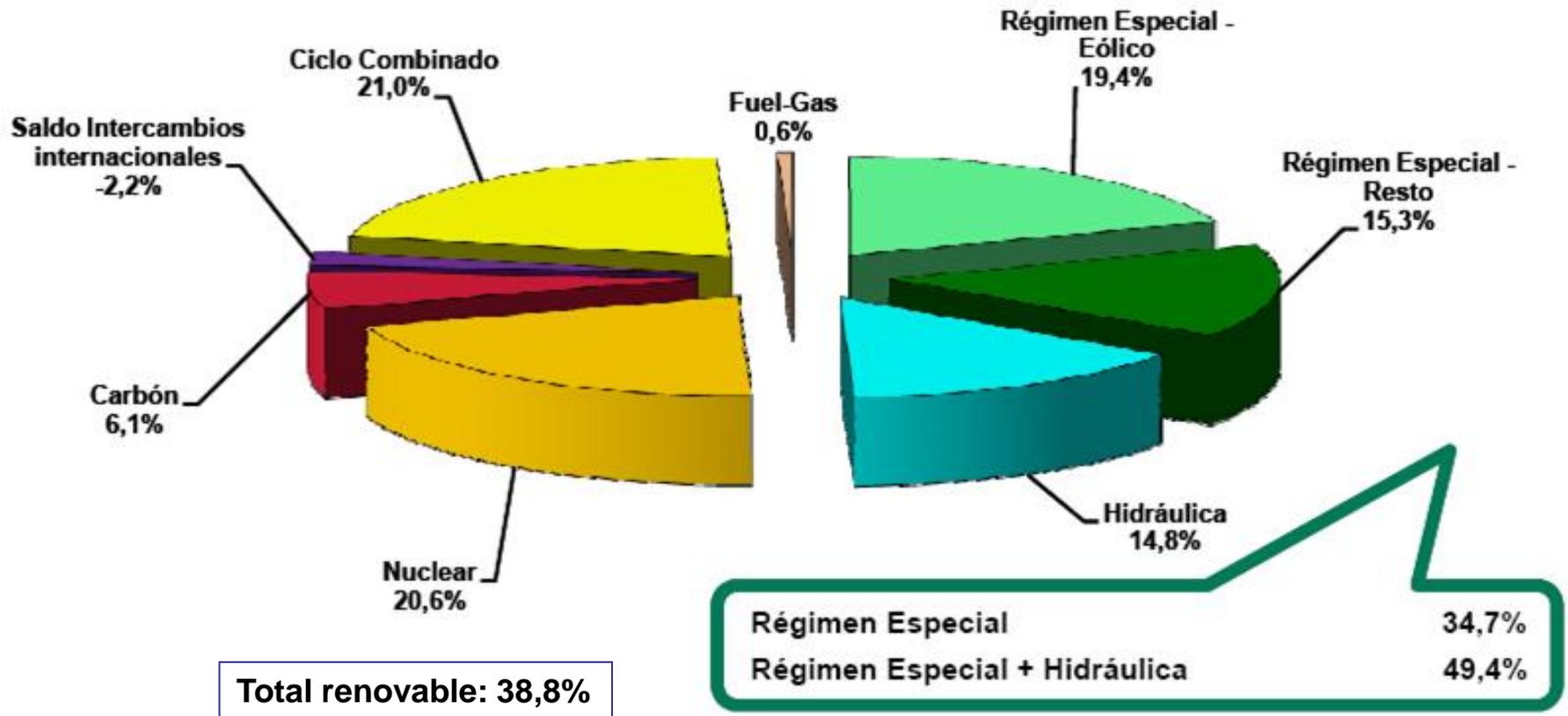
Horizonte 2020 – Evolución de la estructura de la generación eléctrica en España

- ... sin considerar los vertidos



3.6. Las decisiones regulatorias en España

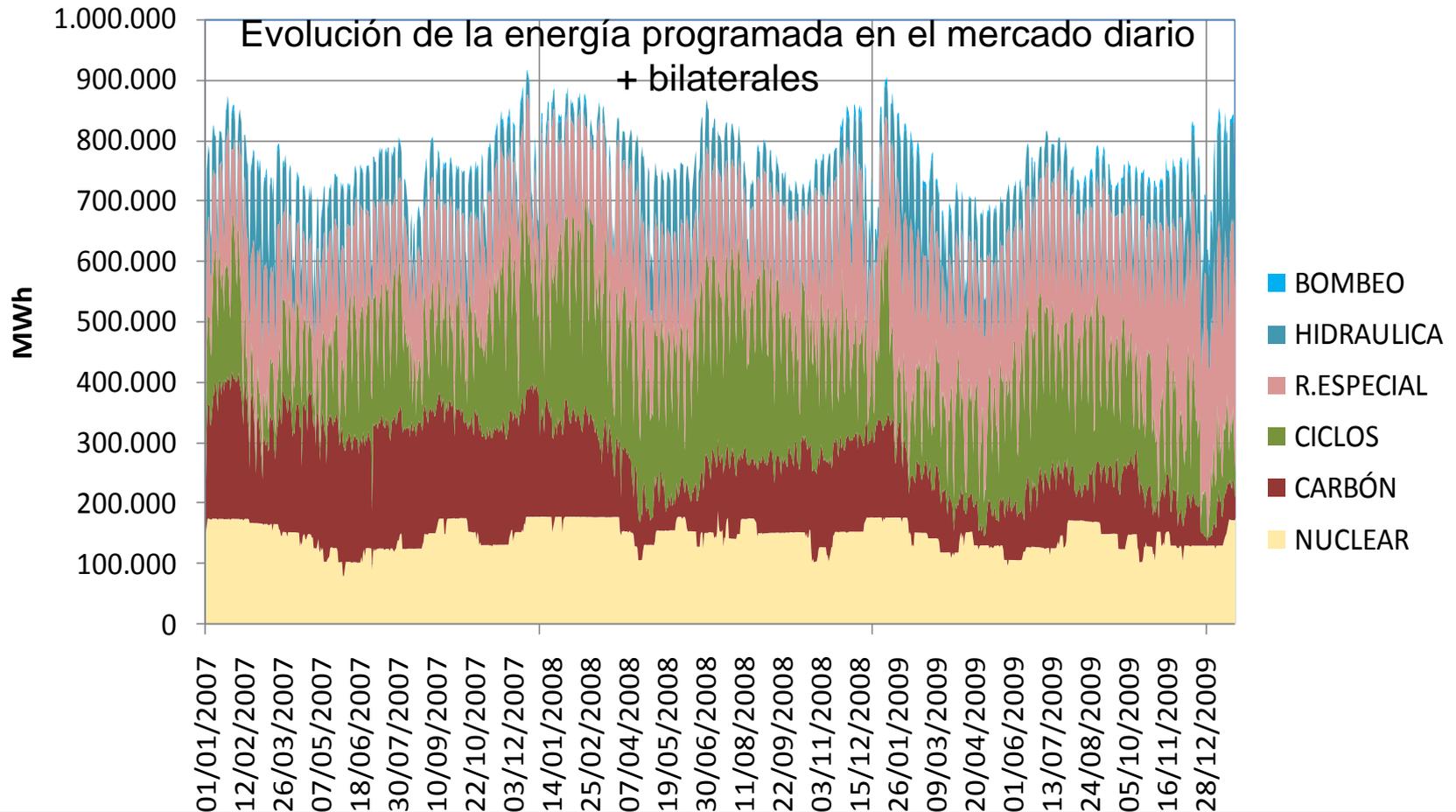
Cobertura de la demanda peninsular en el mes de febrero de 2010





4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.1. La evolución en España. Mercado.



La fuerte producción con renovables (hidráulica + eólica) desplaza la producción de ciclos combinados y de carbón en el programa base de funcionamiento



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.1. La evolución en España. Mercado.

...pero también la prolongación de las autorizaciones a instalaciones nucleares que han agotado su vida económica y el plazo de las autorizaciones.

Garroña funciona en marzo al 99,7 por ciento y genera 345 gigavatios de electricidad



La central nuclear de Santa María de Garoña, ubicada en el Valle de Tobalina (Burgos), produjo en el mes de marzo 345,18 gigavatios de electricidad y funcionó al 99,70 por ciento de su capacidad.

EFE MADRID 20 · 04 · 2010

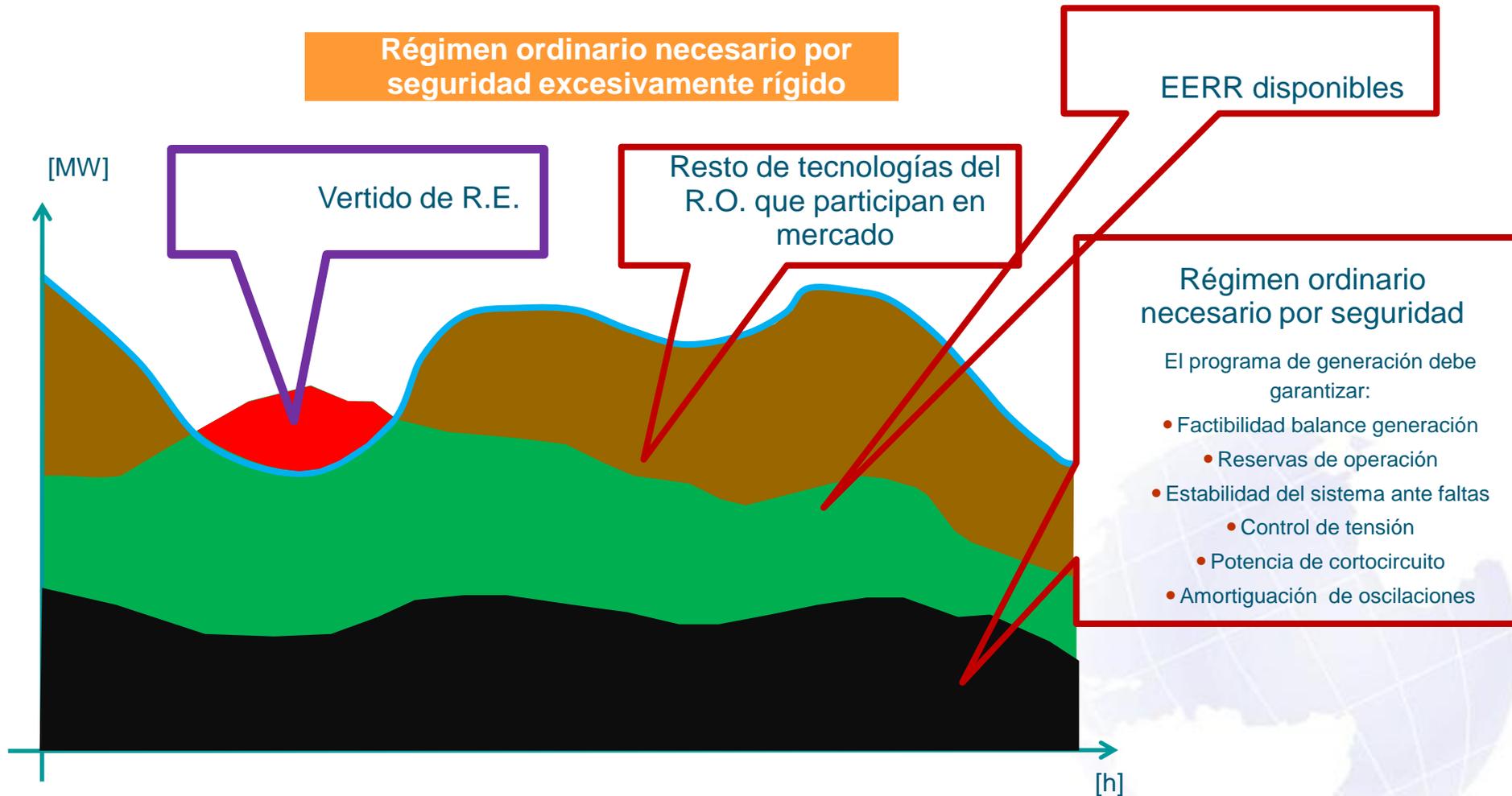
Fuente: Energía Diario





4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.1. La evolución en España. Mercado.

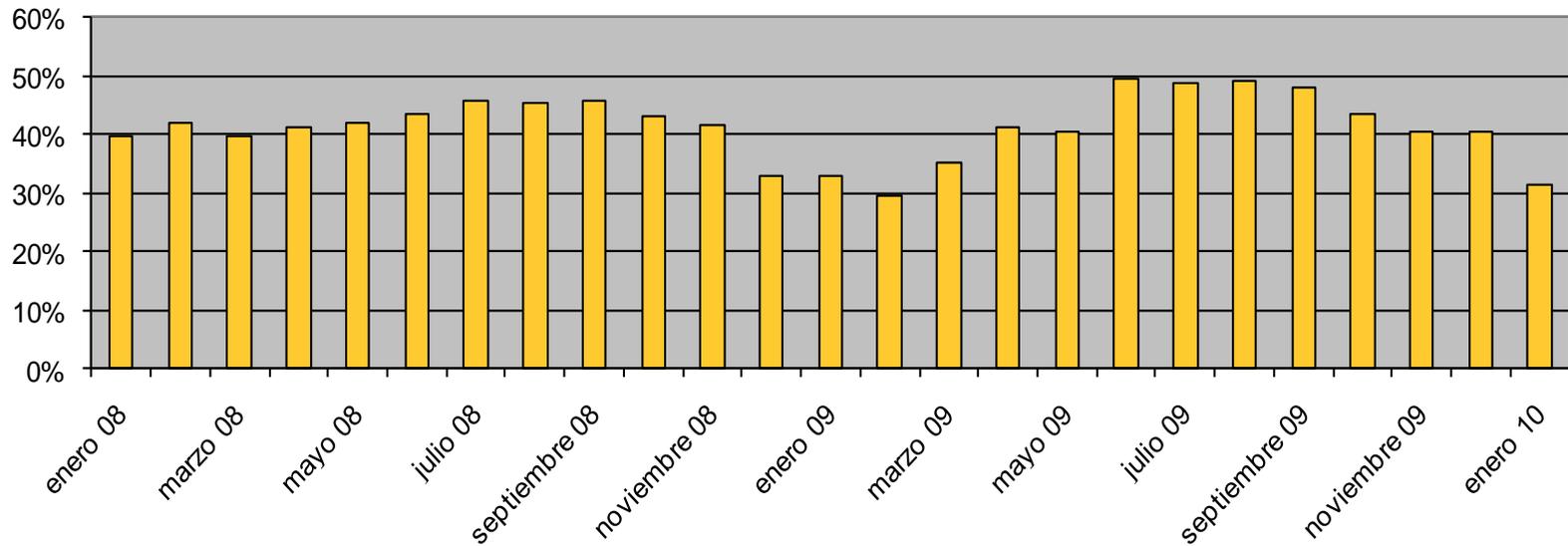




4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.1. La evolución en España. Mercado.

Cuota de generación eléctrica con ciclos combinados respecto a la generación total en régimen ordinario

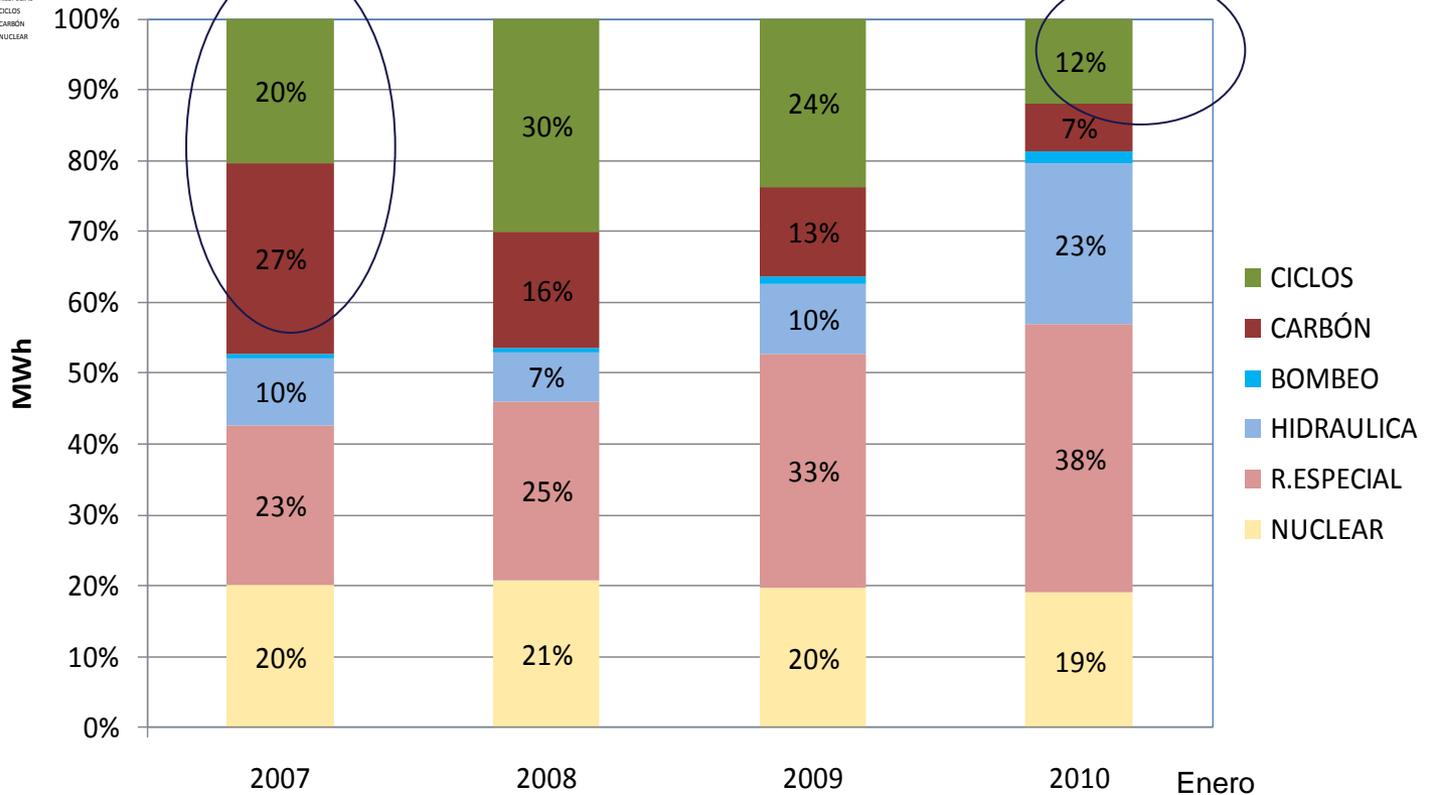
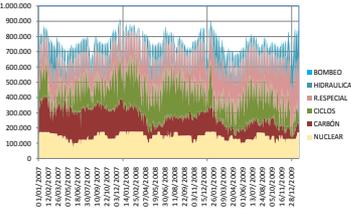




4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.2. La evolución en España. Garantía de suministro.

Evolución de la energía programada en el mercado diario + bilaterales

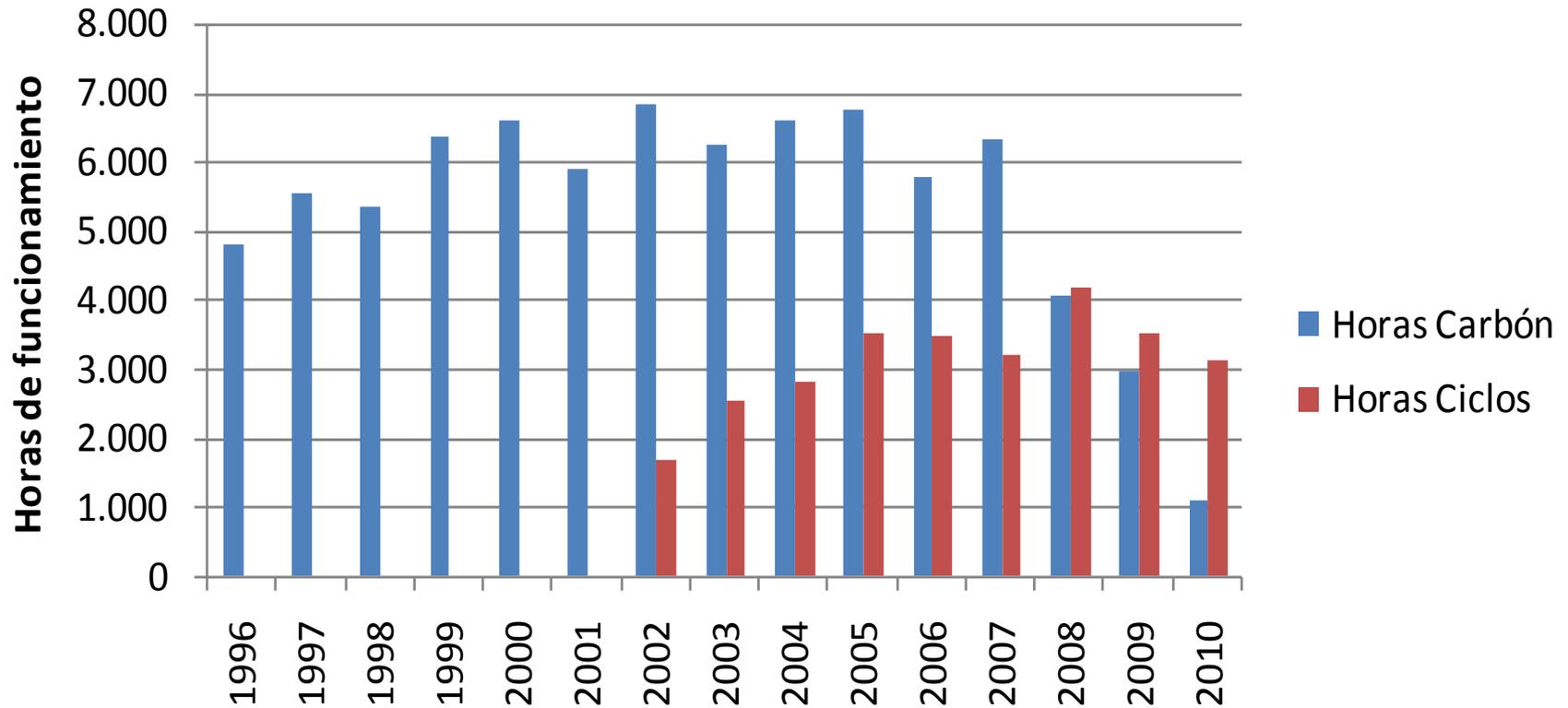


En 2007, el hueco térmico representaba el 47 % del programa base de funcionamiento, en enero de 2010 el 19%. En 2020, se estima un hueco térmico en torno al 25% para cumplir con objetivos.



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

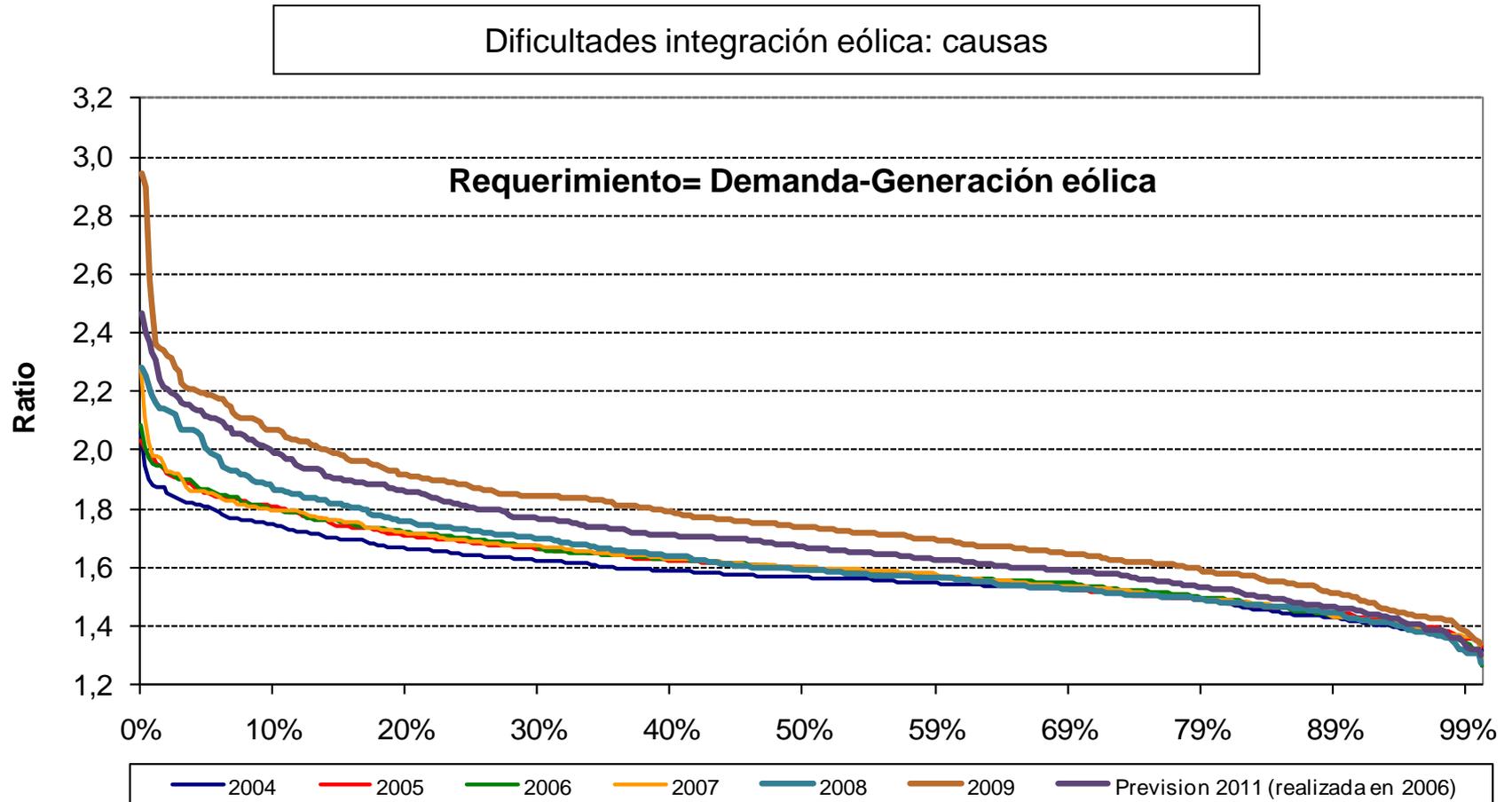
4.2. La evolución en España. Garantía de suministro.





4. Posicionamiento del gas en la generación "renovable"

4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro

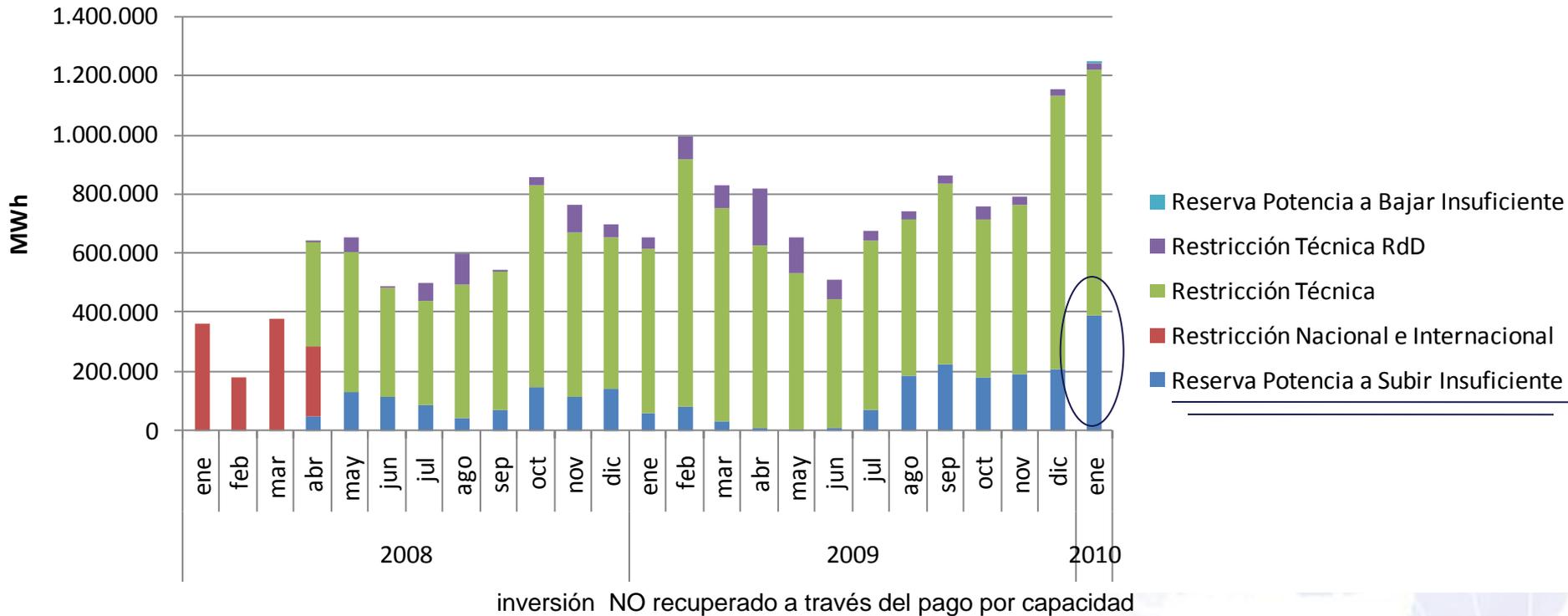




4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro.

- La introducción de renovables requiere una mayor reserva de potencia a subir y a bajar para mantener la seguridad del sistema



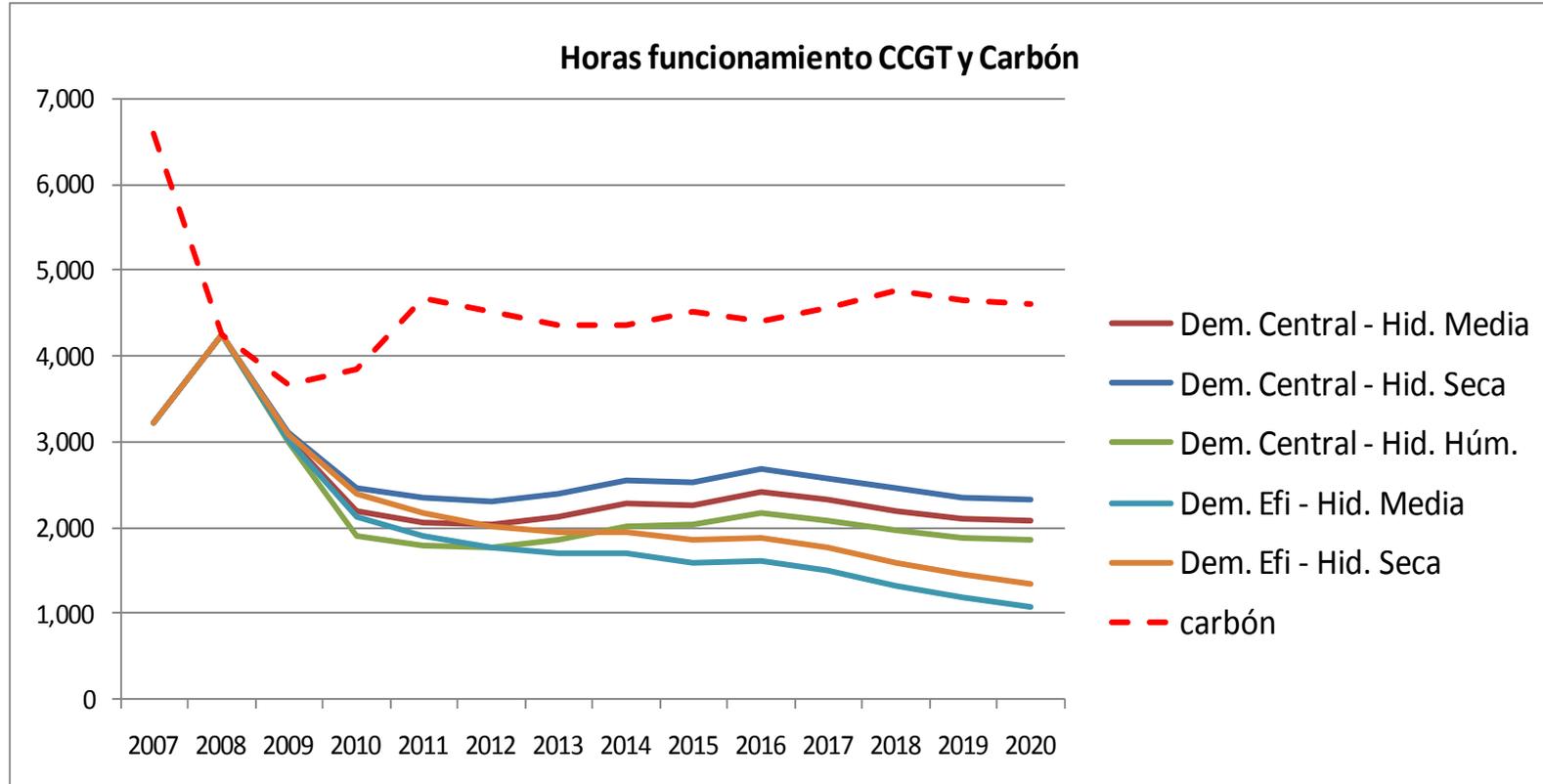
Evolución de la programación por restricciones a subir

4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro.



Horizonte 2020 - Resultados



- Según hipótesis indicativa del OS del reparto Ciclo combinado/Carbón
- Sensibilidad a la hipótesis de funcionamiento Carbón/CC:
 - +10 TWh de CC → + 325-390 Horas equivalentes
 - - 10 TWh de Carbón → - 1.200-1.400 Horas equivalentes



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro.

- **Posibles problema de Cobertura de la demanda a futuro**
 - **La incertidumbre sobre la evolución de la demanda y el fuerte incremento de las renovables están provocando importantes retrasos en los proyectos de ciclos combinados**

Informe marco 2008

Previsión CCGT + GT (Régimen Ordinario)		
Año	Senda de incorporación (MW instalados)	
	Verano	Invierno
2008	21.205	21.455
2009	22.658	23.860
2010	25.369	26.878
2011	28.428	29.977
2012	30.989	32.000

Informe marco 2009

Previsión CCGT + GT (Régimen Ordinario)		
Año	Senda de incorporación (MW instalados)	
	Verano	Invierno
2009	21.090	21.090
2010	22.140	23.190
2011	23.640	24.090
2012	24.940	25.790
2013	26.690	27.590

Planificación cobertura 2009-2016

2013	25.700
------	--------

Información aportada por el REE: Se considera la puesta en servicio de las centrales de ciclo combinado de acuerdo con las solicitudes vigentes de acceso a la red de transporte y la información aportada por las empresas generadoras, en la que se indica la fecha estimada de alta de los grupos en fase de construcción



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro.

- Posibles problema de Cobertura de la demanda a futuro
 - Costes de los ciclos combinados

Costes medios de generación de un ciclo combinado		
	2000 horas	6000 horas
Coste combustible	24	24
Coste CO2	5	5
Coste O&M var	1	1
Coste ATR var	1	1
Amortización unitaria	22	7
Coste O&M fijo	6	2
Coste Atr fijo	11	4
Total	70	44

Nota: Futuros del precio del gas NBP y del CO2 2010. Coste de inversión de la AIE. Se ha incluido únicamente el coste de la inversión NO recuperado a través del pago por capacidad

Fuerte incertidumbre sobre la recuperación de la inversión a largo plazo a través del mercado, donde todos los ciclos competirán por el pequeño hueco térmico



4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro.

• Posibles problema de Cobertura de la demanda a futuro

- A partir de 2015, teniendo en cuenta los proyectos de ciclos combinados previstos, el índice de cobertura de la demanda inferior a 1,1
- Para mantener los niveles de seguridad (índice de cobertura superior a 1,1), es necesario incluir nuevas tecnologías térmicas (CCGT, turbinas de gas, carbón con CAC)
- Si se instalan nuevos ciclos, en 2020 con un 40% de electricidad renovable, los ciclos funcionarán 2.000 horas/año
- El pago por capacidad actual (20.000 -28.000€/MW año en 10 años) para nuevos ciclos permite recuperar entre un 30%-40% de la inversión (450.000 - 600.000 €/MW)
- El resto de la inversión no recuperado por pago de capacidad posiblemente sea “variabilizado” en el largo plazo y recuperado a través del mercado

Se considera la puesta en servicio de las centrales de ciclo combinado de acuerdo con las solicitudes vigentes de acceso a la red de transporte y la información aportada por las empresas generadoras, en la que se indica la fecha estimada de alta de los grupos en fase de construcción



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.2. La evolución en España. Seguridad de suministro.

Fuente	Equilibrado (€/MWh)	Capacidad adicional (€/MWh)	Total (€/MWh)
Royal Academy of Engineering, 2004.	---	---	21,71
Pöyry, 2008.	1,5 - 3,6	---	---
Comisión Europea. 2007.	---	---	6,47 - 13
AIE, 2007.	4	5	9
Manchester Center of Electrical Energy, 2002.	1,5 - 4	3 - 6,7	4,5 - 10,7
UK Energy Research Center, 2006.	3 - 5	5 - 8	8 - 13
AIE, 2005.	1,5 - 7	3 - 6,7	4,5 - 13,7
Danish Energy, 2007.	3	2,7	5,7
Vienna University of Technology.	3,22 - 8,5	2,1 - 7,85	5,32 - 16,35
Helsinki University of Technology	1 - 2	---	---
Friedrich, 1989.	---	---	17,33

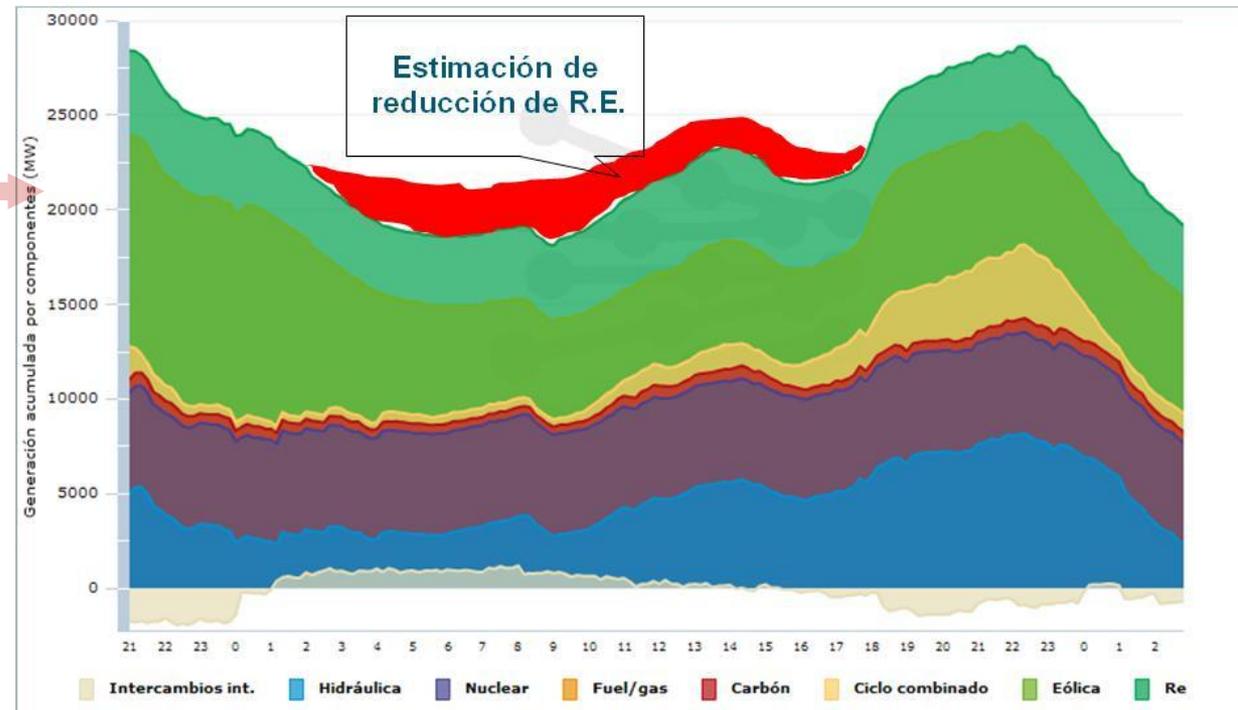


4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.3. La evolución en España. Eficiencia económica.

Hasta finales de marzo de 2010, se han registrado limitaciones de producción por cobertura de demanda peninsular durante numerosos días en situaciones de elevada producción eólica y bajas demandas:

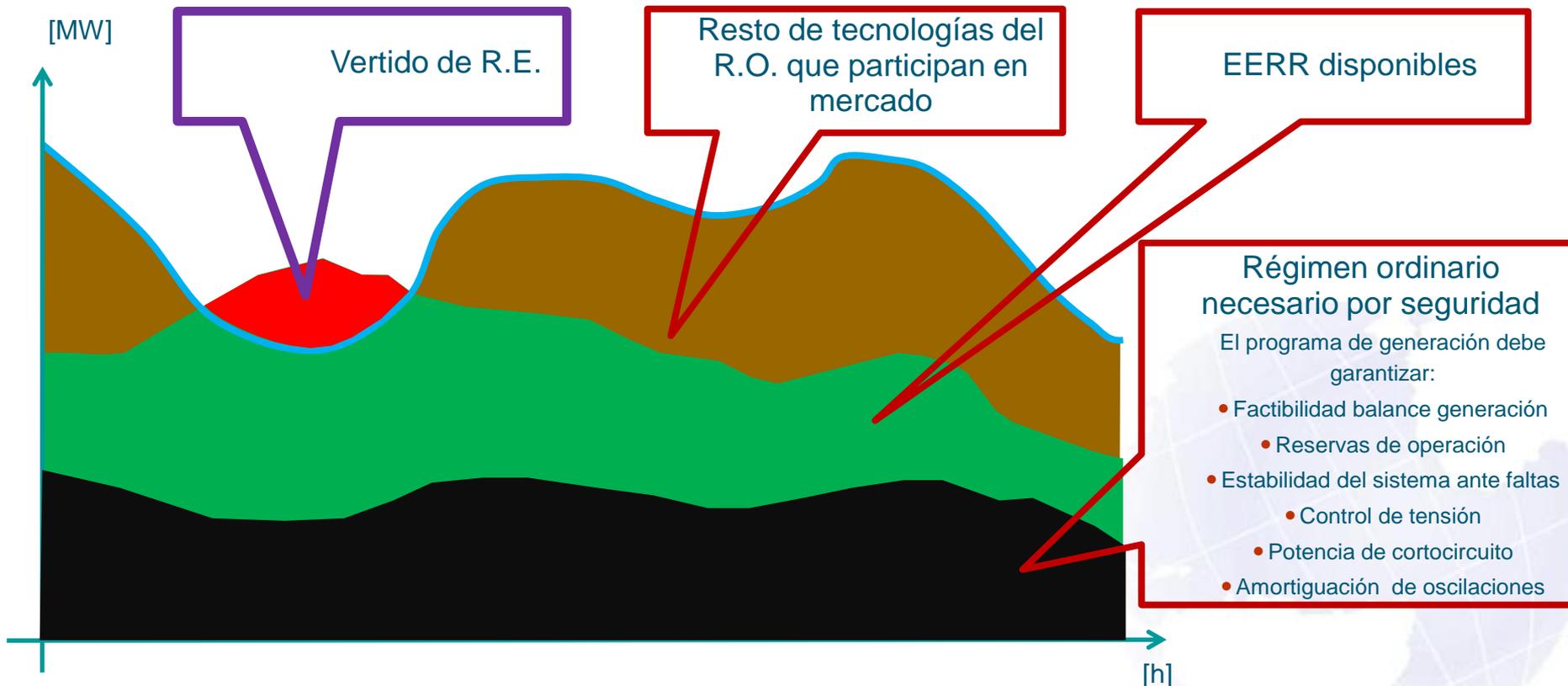
- 02/11/2008
- 15/11/2009
- 30/12/2009
- 01/01/2010
- 20/01/2010
- 6 días en feb/10
- 9 días en mar/10
- ...



- m 1/1/2010: Coincidencia excepcional de muy elevada producción eólica y valle anual
 - Duración de la interrupción: 17 horas
 - Estimación de energía limitada: ~43.000 MWh

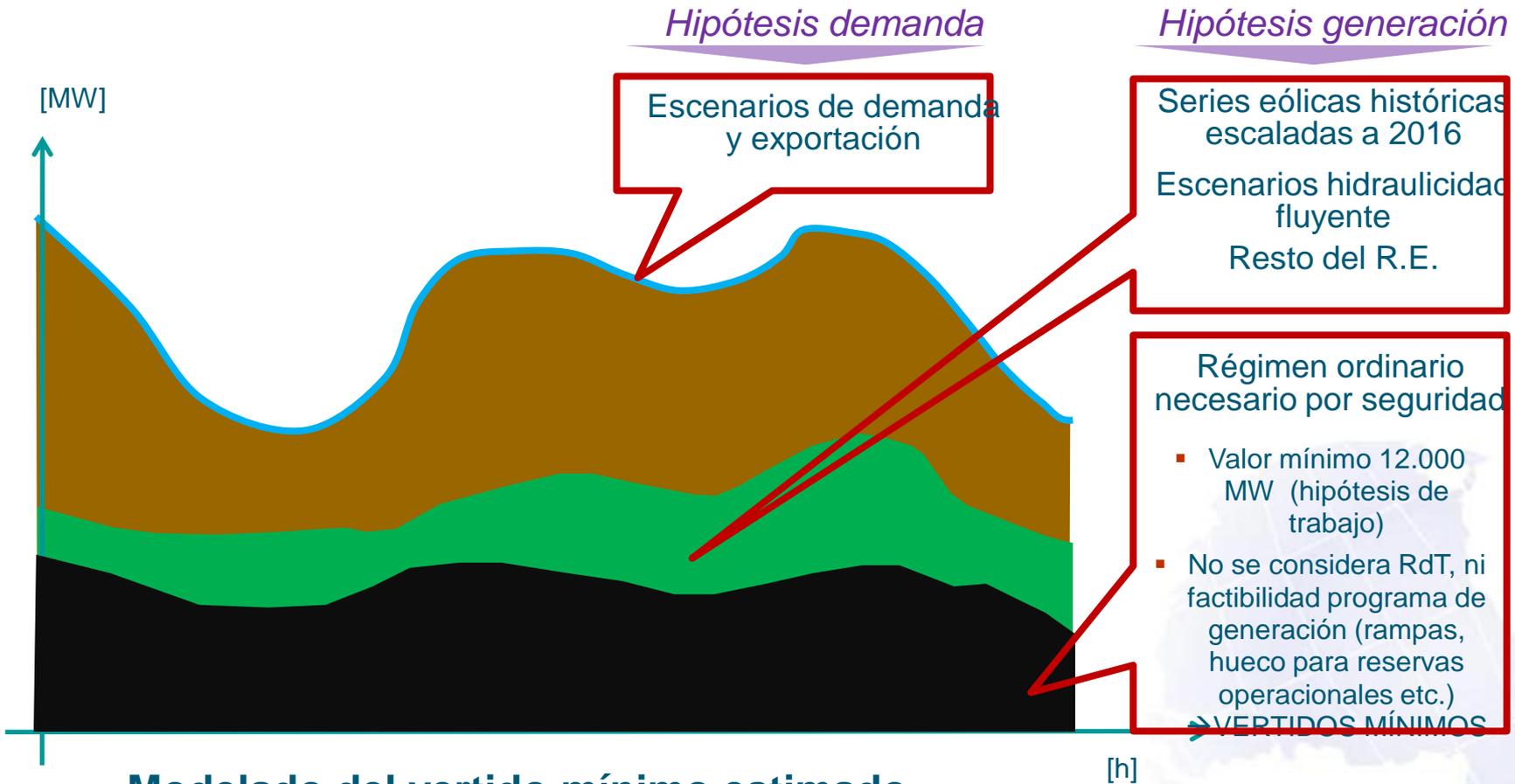
4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.3. La evolución en España. Eficiencia económica.



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.3. La evolución en España. Eficiencia económica.



Modelado del vertido mínimo estimado
Perspectivas en el horizonte 2014



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.3. La evolución en España. Eficiencia económica.

Hipótesis demanda

- Demanda eléctrica “retrasada” 4 años respecto a previsiones anteriores a la crisis económica
- Entre 2011-2014, crecimiento interanual de 1,5% a 3,3%
- Energía anual en 2014: 264 a 290 TWh
- Hipótesis de perfil horario homotético
 - Punta de invierno: 48.600 – 53.400 MW
 - Punta de verano: 45.500 – 49.700 MW
 - Valles: ¿20.000-22.000 MW?

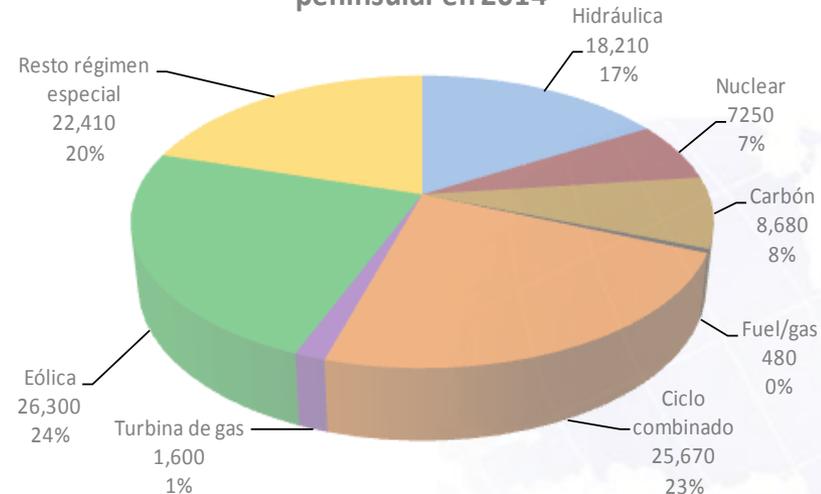
¿...cómo se comportaría este sistema?

Perspectivas en el horizonte 2014

Hipótesis generación

- Ritmo de instalación de EERR: 3.000 a 3.300 MW /año, incluyendo ~1.700 MW eólicos, y senda de 500 MW termosolares.
- El RD 1578/2008 estableció un objetivo de 500 MW/año de energía fotovoltaica
- Resto R.O. : decisión libre de agentes

Un posible escenario de potencia instalada peninsular en 2014



Total Régimen Ordinario: 61.890 MW

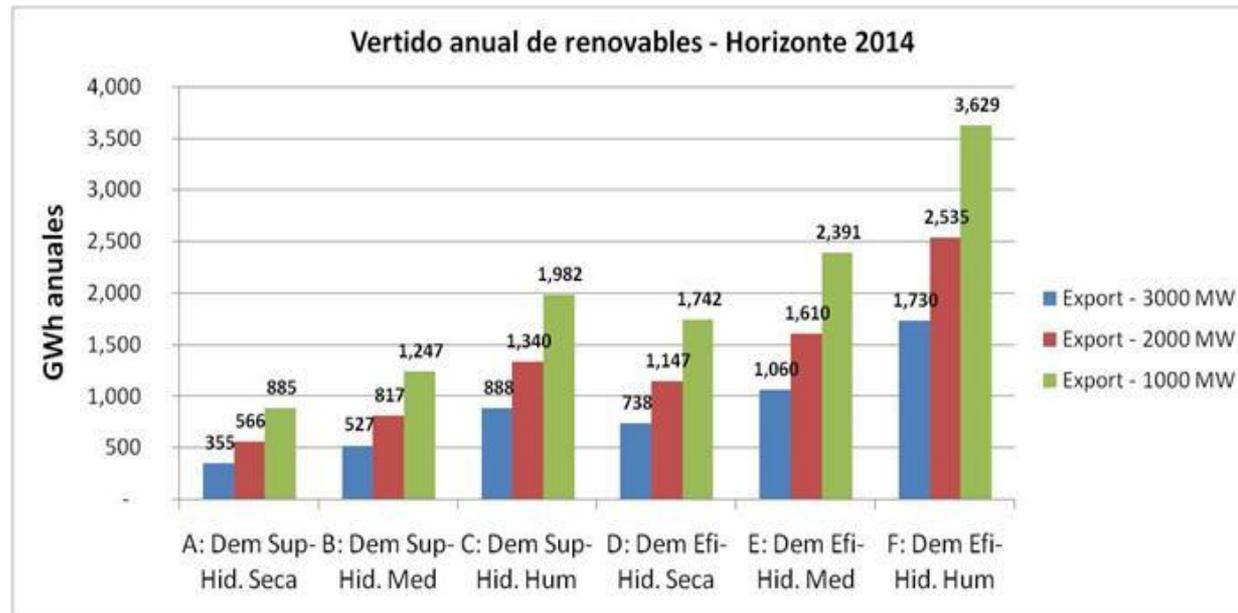
Total Régimen Especial: 48.710 MW

Total instalado: 110.600 MW



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.3. La evolución en España. Eficiencia económica.



Perspectiva 2014. Resultados obtenidos (II)

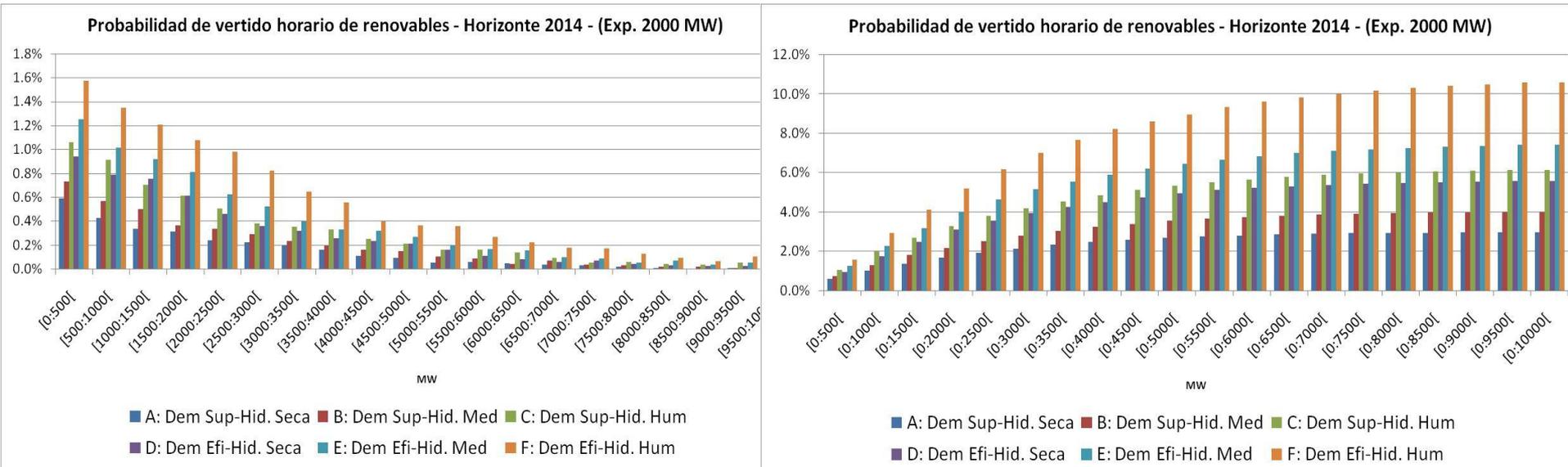
- Se estima en ~126 TWh/año la energía producible por el conjunto del R.E., con independencia del escenario considerado
 - De estos 126 TWh, ~53 TWh serían el producible eólico (2.100 horas)
 - Los vertidos del Régimen Especial oscilarían entre 0,4 y 3,6 TWh/año en función de los escenarios considerados. Representan 0,3% a 2,9% del producible por todo el R.E, y 0,7% a 6,8% del producible por la tecnología eólica.



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.3. La evolución en España. Eficiencia económica.

Vertidos mínimos con 12.000 MW de Mínimo de Régimen Ordinario térmico



Perspectiva 2014. Resultados obtenidos (III)

- Dificultades adicionales
 - 3 a 10% de horas presentarían situaciones de “exceso” de oferta → vertidos
- Requerimiento horario del sistema (demanda – renovable) muy exigente para el equipo térmico
 - Demanda moderada por la crisis, e incertidumbre sobre su recuperación



4. Posicionamiento del gas en la generación “renovable”

4.4. La evolución en España. Cambios necesarios.

- **Cambios respecto a resultados anteriores**
 - **Precios muy reducidos o cero en algunas horas**
 - Diferente repercusión sobre empresas verticales y con portfolio
 - **Prioridad de uso de tecnologías**
 - Orden de parada y desacoplamiento de grupos térmicos
 - Reducción de generación eólica y vertidos
 - Acoplamiento de reservas
 - **Utilización de las condiciones complejas de las ofertas**
 - **Incertidumbre sobre recuperación de inversiones**
 - **Aumento de la prima equivalente del régimen especial con la caída de precios (opinión pública)**



5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.1. Diagnóstico de la nueva situación

- Diagnóstico de la situación del mercado y las previsiones. España.
 - Previsiones de la demanda y de la cobertura
 - Escenario de planificación y su evaluación económica hasta y en 2020 (objetivos del RE y su relación con el crecimiento de la demanda)
 - Nuevo plan de fomento de las energías renovables
 - La excepcionalidad de la situación actual puede ser estructural (2020)
 - Entrada y necesidades de centrales marginales
 - Análisis de las necesidades de recuperar los costes fijos de los ciclos combinados (escenarios para 2.000, 4.500 y 6.000 horas)





5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.1. Diagnóstico de la nueva situación

- Diagnóstico de la situación del mercado y las previsiones. España.
 - Repercusiones de la participación de las energías renovables y las tecnologías de base (nuclear y carbón con el nuevo RD) sobre la gestión técnica del sistema
 - Programación de los ciclos combinados por restricciones (mayor utilización y uso ineficiente del mecanismo)
 - Mayores necesidades y utilización de reservas
 - Orden de parada y desacoplamiento de grupos (parada de eólicos y vertidos)
 - Regulación que aporta cada tecnología
 - Ausencia de señales económicas para fomentar las reservas





5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.2. Necesidades de potencia de cobertura

El aumento del volumen de energía no gestionable que recibe ingresos al margen del precio del mercado de producción, pero que únicamente los obtienen si realmente producen, tiene como consecuencias:

- Los precios mínimos del mercado se reducen cuando puede producir el régimen especial no gestionable de forma masiva
- Los precios máximos pueden ser mucho más altos, al tener que recuperar los costes fijos las centrales térmicas en menos horas de funcionamiento promedio

Para que esto sea así, es necesario eliminar los topes máximos de precio en el mercado

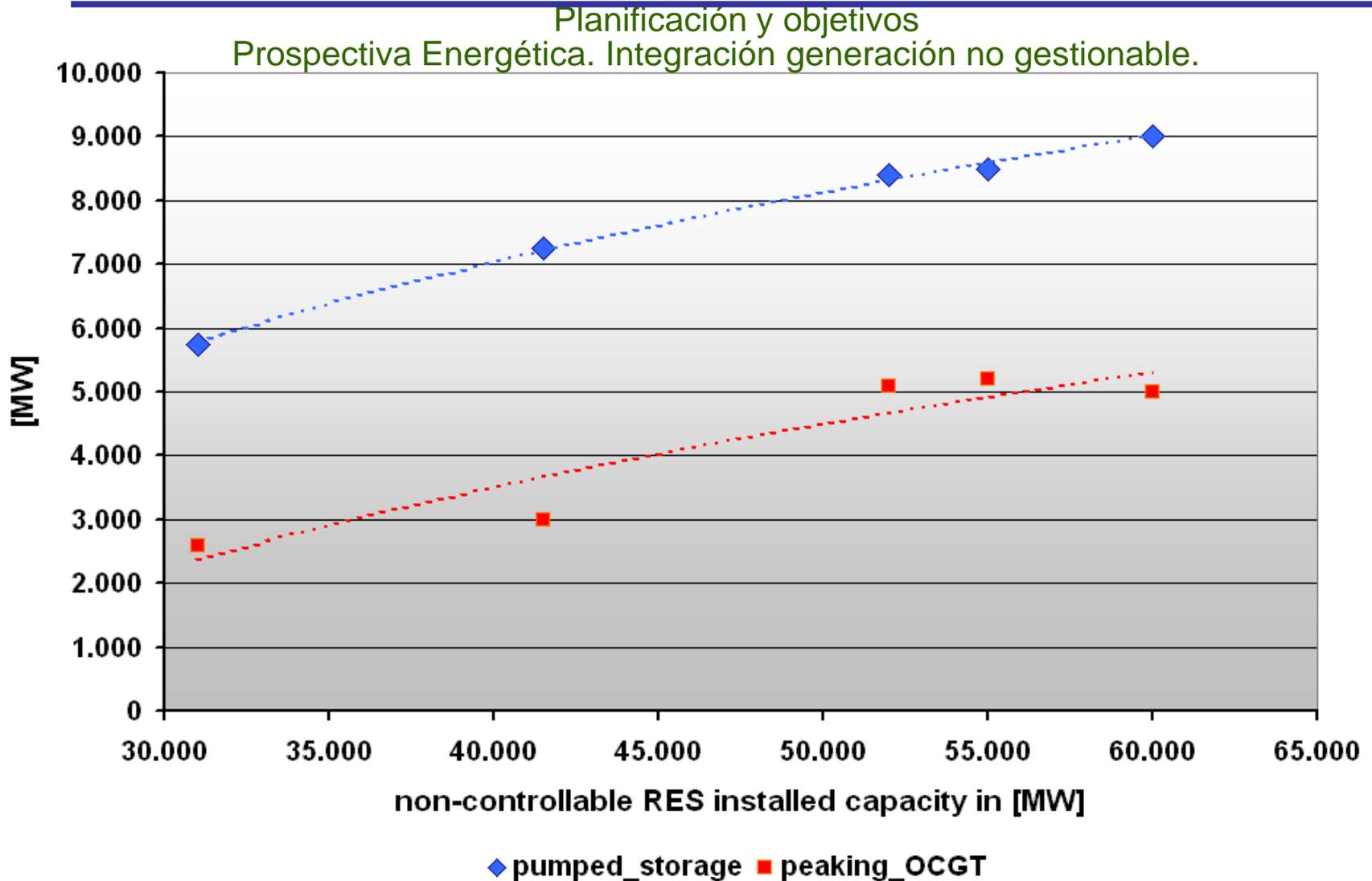
De esta forma se podrán justificar económicamente centrales de menores costes fijos y mayores costes variables (“peaking units”) rentables para funcionamiento intermitente pocas horas al año.

Utilizar una solución financiera para los pagos por capacidad que evite los picos de precios, al subastarse por un cierto tiempo la remuneración fija que se solicita para asumir la diferencia entre los precios reales y un cierto tope máximo de precio



5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.2. Necesidades de potencia de cobertura





Situación actual: Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema



Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh)

	2008		2009		Δ % 09/08	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas (PBF) ⁽¹⁾	6.765	857	9.475	707	40,06	-17,52
Banda de regulación secundaria ⁽²⁾	717	526	718	526	0,08	0,00
Regulación secundaria	1.127	1.123	1.070	1.406	-4,99	25,25
Regulación terciaria	2.450	2.008	2.238	3.287	-8,66	63,76
Gestión de desvíos	1.190	997	1.253	3.018	5,33	202,58
Restricciones en tiempo real	620	596	821	638	32,54	7,03

(1) Energía incrementada o reducida en la fase 1 de la solución de restricciones técnicas de PBF (P.O.3.2.).

(2) Potencia horaria media (MW).



ariae

5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.3. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

- **Integración de R.E. No Gestionable**
 - Mayor uso de los servicios de Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria ante modificaciones de los programas de producción durante la operación en tiempo real por situaciones de insuficiente reserva de potencia a subir o a bajar en el sistema
 - Reducción de producción de R.O y Reducción de programas de R.E. no renovable, en tiempo real, por Restricciones Técnicas en Red de Distribución
- **Comercializadores de último recurso**
 - Desde el 1 de julio de 2009
 - Utilización de perfiles de consumo publicados en el BOE no acordes con la demanda real
 - Importante uso de los servicios de Gestión de Desvíos y de Regulación Terciaria ante diferencias entre los programas de consumo programados y la demanda real, no corregidas en el Mercado Intradía

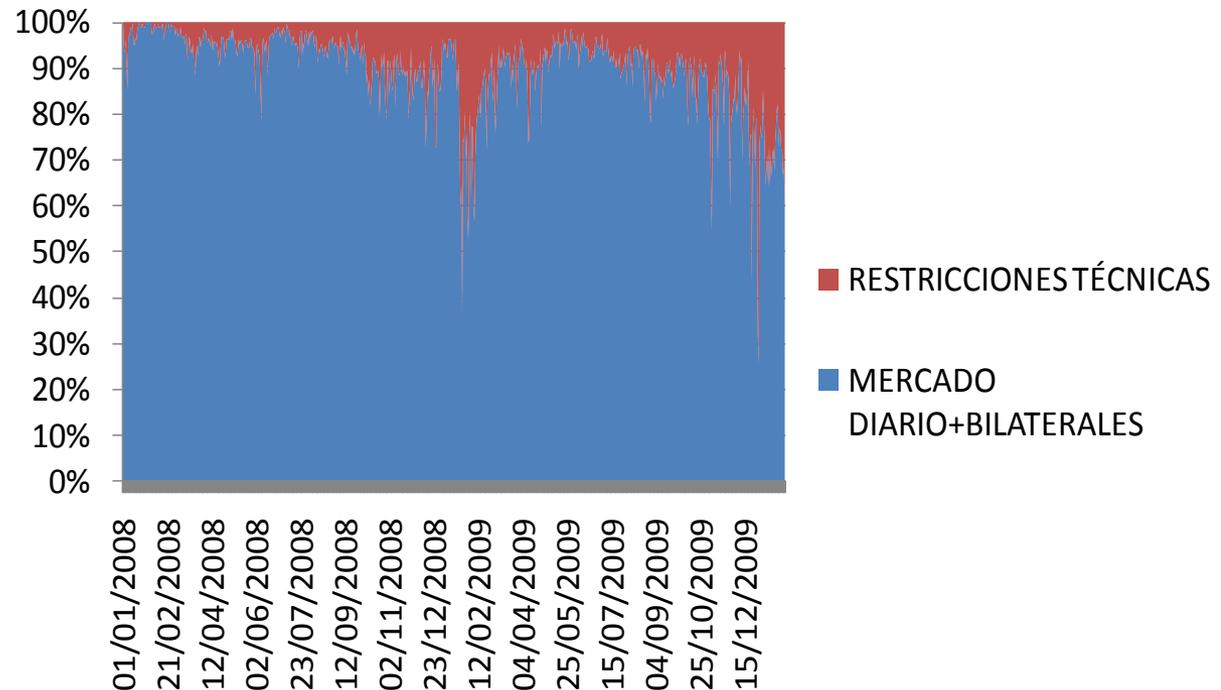




5.3. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

- En enero de 2010, la programación por restricciones representa el 30% de la programación del programa viable de los ciclos combinados

Evolución de la programación de los ciclos combinados



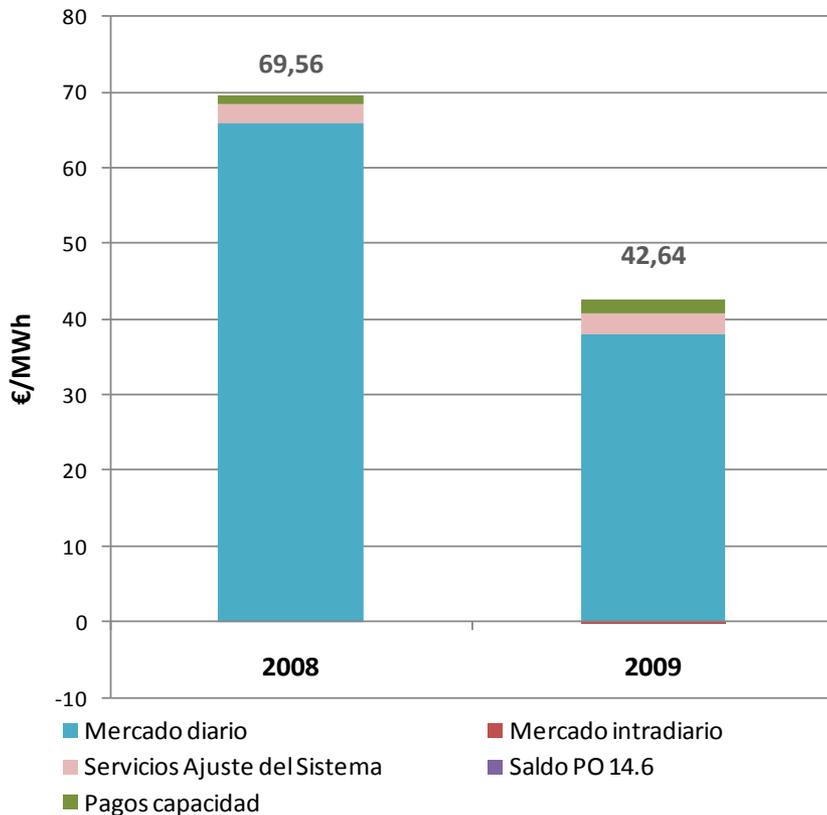
Nota: El etiquetado de las causas de la programación de restricciones se dispone desde abril de 2008



5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.3. Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria

Situación actual: Influencia de los servicios de ajuste en el precio final de la energía



€/MWh	2008	2009	Variación % 2009 (resp. 2008)
Mercado Diario	65,91	38,06	↓ -42,3%
Mercado Intradiario	0,00	-0,02	-
Servicios de Ajuste del Sistema	2,60	2,69	3,5%
Pago por capacidad	1,05	1,91	↑ 81,9%
Saldo PO	0,00	0,00	-
Precio final	69,56	42,64	↓ -38,7%

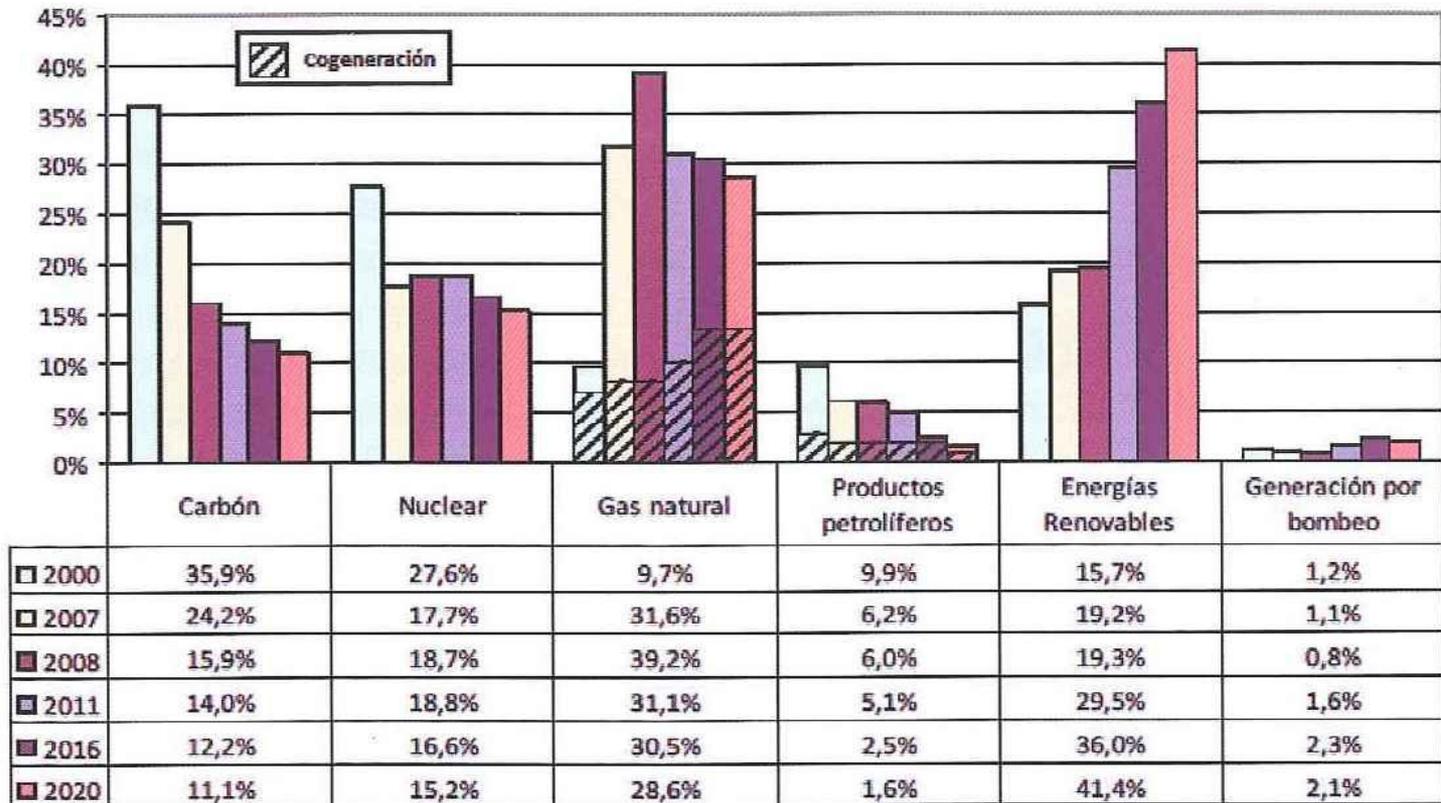
Servicios de Ajuste del Sistema			
€/MWh	2008	2009	Variación % 2009 (resp. 2008)
Restricciones	1,66	1,84	↑ 10,8%
Banda Secundaria	0,81	0,56	↓ -30,9%
Desvíos	0,36	0,43	↑ 19,4%
Excedente de desvíos	-0,23	-0,14	↓ -39,1%
Total	2,60	2,69	3,5%



5. Nuevas necesidades, nuevas oportunidades

5.4. El Régimen Especial con capacidad de regulación

La cogeneración de alta eficiencia



Evolución de la estructura de generación eléctrica.

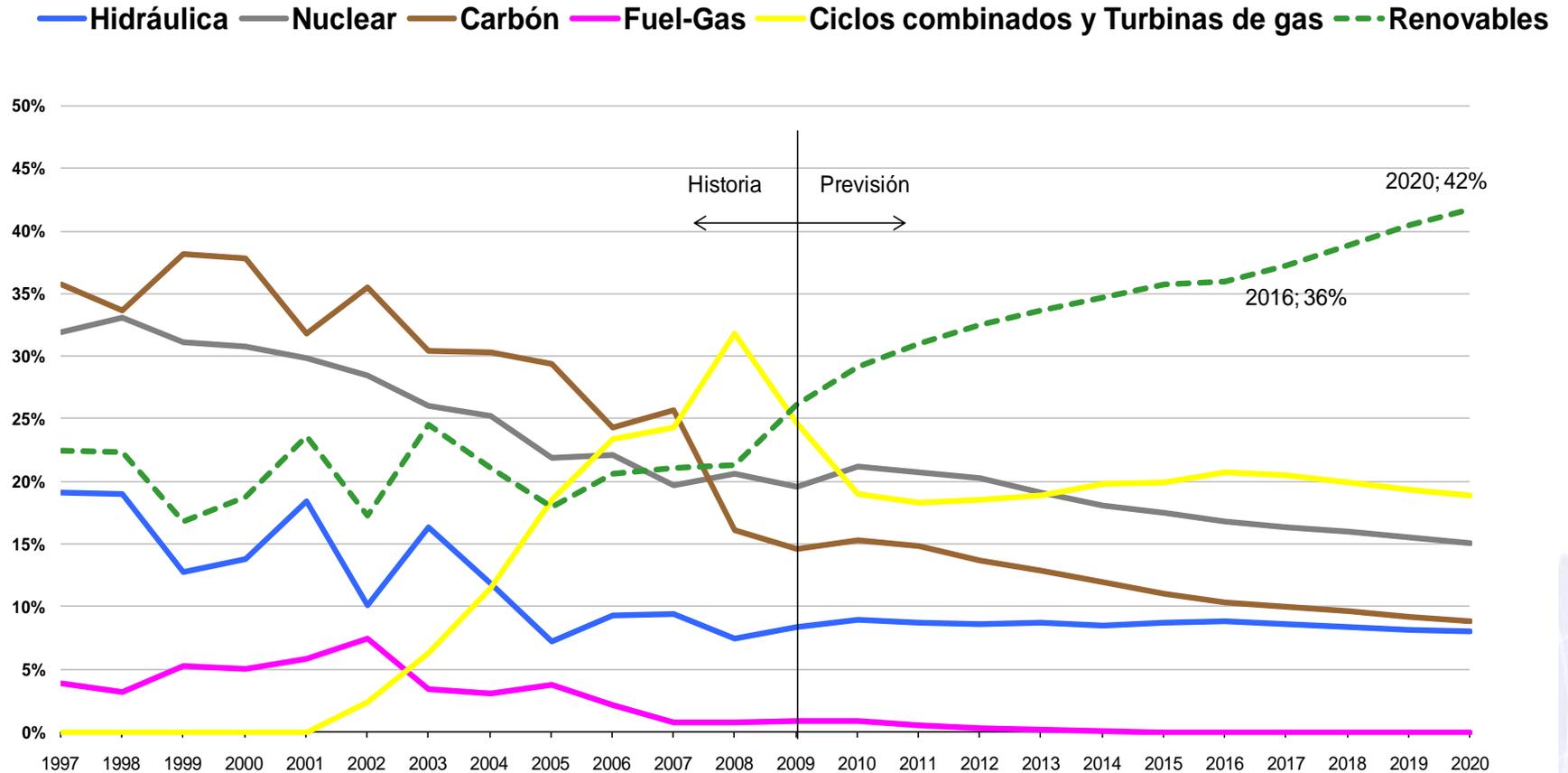
Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2009.



6. Identificar al “adversario”

6.1. El nuevo escenario: planificación y mercado

Horizonte 2020 - Resultados

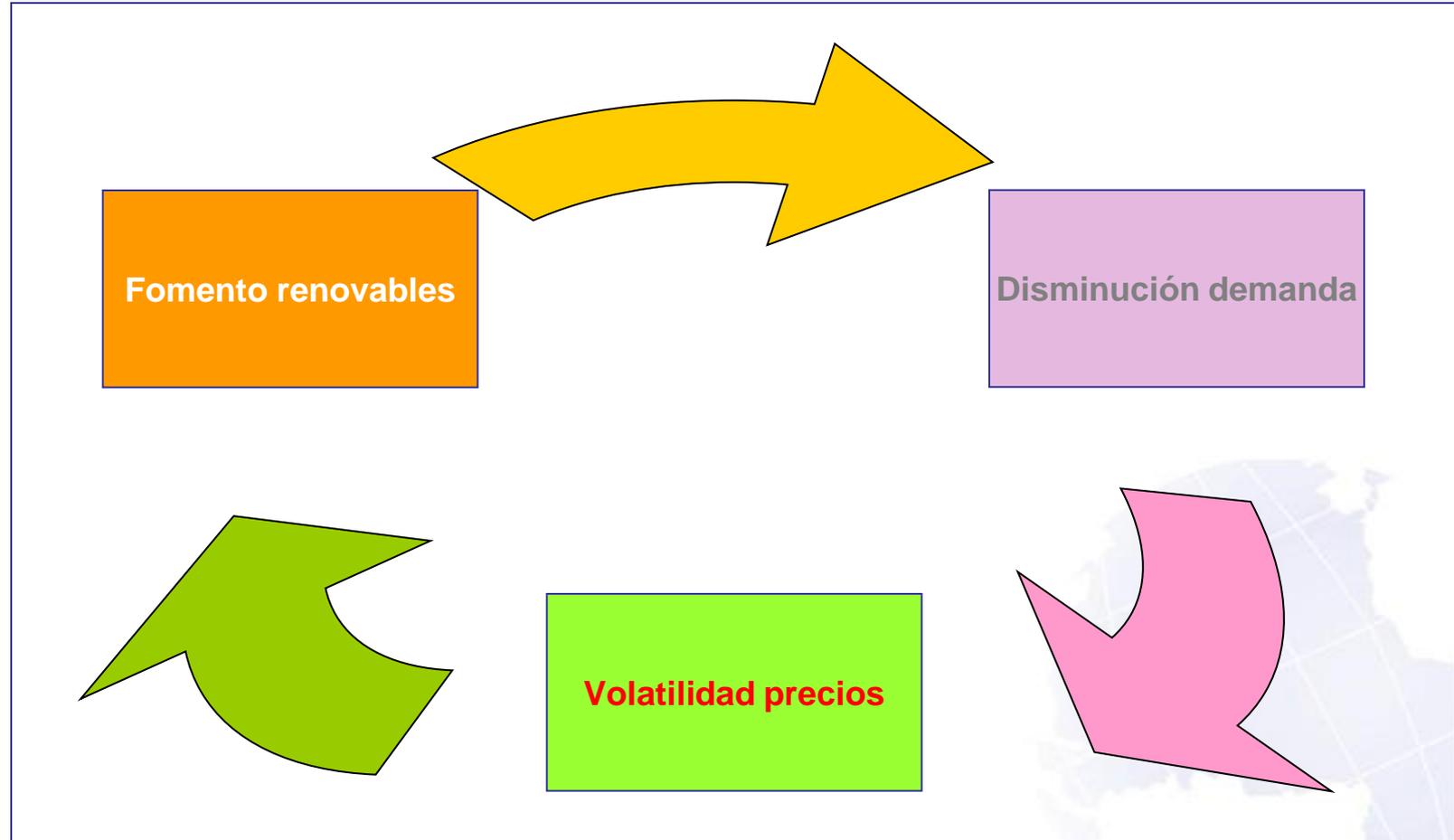


• ... sin considerar los vertidos



6. Identificar al “adversario”

6.1. El nuevo escenario: planificación y mercado





6. Identificar al “adversario”

6.1. El nuevo escenario: planificación y mercado

- Las **tecnologías renovables** incurren en costes menores que los estimados y aportan ahorros y beneficios que casi nunca son considerados en los análisis
- Las **tecnologías renovables** presentan curvas de aprendizaje con reducciones de costes muy intensas a mayores niveles de inversión, al tratarse de tecnologías no maduras.
- Es difícil predecir cuáles serán las alternativas de futuro y en cuánto tiempo llegarán a ser competitivas. No obstante, importantes desarrollos tecnológicos recientes señalan con claridad algunas candidatas.
- La eficiencia en costes de las energías renovables es muy sensible al recurso natural disponible y a la eficiencia del marco regulatorio diseñado para su fomento.



6. Identificar el “adversario”

6.1. Planificación y mercado

- Los cambios que se introduzcan deben enviar las **señales adecuadas** para atraer las **nuevas inversiones** tanto al RO como al RE (estabilidad y mejora de la regulación)
- Evolución del sistema hacia un aumento de los **costes regulados**
- El papel de las **tecnología térmicas (carbón y ciclo combinado)** cambia hacia **reserva del régimen especial**
- *Revisión del mecanismo de pago por capacidad (disponibilidad e inversión) y para el carbón ligado al uso (instrumento propuesto por la CNE)*
- *Contratación de servicios por el OS en horizonte superior al diario (restricciones y reservas) ligado al pago de capacidad (mecanismos competitivos donde sea posible y precios regulados cuando no lo sea)*
- Mantener las señales de precios horarios (mercado diario e intradiario) como instrumento para la gestión de las energías no gestionables (firmeza de programas que mejora la eficiencia económica y energética)



6. Identificar al “adversario”

6.2. Compitiendo en el mercado: flexibilidad operación

Gestión de Desvíos y Regulación Terciaria: Actuaciones propuestas

- Mejora de las herramientas de predicción y gestión de energías renovables no gestionables (SIPREÓLICO y SIPRESOLAR, y otras herramientas asociadas)
- Realización de pruebas específicas para la habilitación en los servicios de ajuste de regulación terciaria y gestión de desvíos
- Potenciar otros modos de funcionamiento para los ciclos combinados:
 - Supermínimos técnicos
 - Funcionamiento en isla sobre auxiliares
 - Control y registro de los mínimos técnicos de los grupos térmicos
 - Generación futura flexible incentivada con pagos variables a la inversión
- Control de las ofertas de regulación terciaria
 - Asegurar que los grupos han ofertado toda la reserva disponible
- Desarrollo e implantación de un mercado transfronterizo de servicios de balance entre TSOs que cubra, al menos el ámbito de la región Sudoeste (Francia, Portugal y España)



6. Identificar al “adversario”

6.2. Compitiendo en el mercado: flexibilidad operación

CSN

5. Situación actual española

- Los diseños actuales son semejantes a los de otras centrales de otros países que operan con seguimiento de carga. Sin embargo las centrales españolas han eliminado características de diseño que facilitaban su capacidad de actuación en este ámbito (barras de longitud parcial).
- Las centrales BWR tienen un lazo de control de seguimiento de carga, que aquí no se probó durante los arranques iniciales de las centrales y nunca ha sido utilizado. En el caso de CN Cofrentes, su uso incluso está prohibido explícitamente en la autorización del aumento de potencia del año 2001 (base de licencia).
- Estos cambios se pueden reintroducir, o los lazos de control probar y ajustar. Sin embargo previamente habrá que estudiar detalladamente la experiencia de otros países, implantar las modificaciones necesarias, analizar su impacto sobre la seguridad nuclear y realizar los procesos de autorizaciones necesarios.



6. Identificar al adversario

6.3. Compitiendo en el mercado: flexibilidad operación



6. Conclusiones

- Las centrales nucleares españolas podrían llegar en un futuro a medio plazo (algunos años) a operar durante partes de su ciclo con cierta capacidad de seguimiento de carga, pero para que ello se realice de forma segura (desde el punto de vista de la seguridad nuclear) previamente son necesarios estudios de estrategias de operación seguras, modificaciones de diseño, autorización de las modificaciones físicas y de los documentos oficiales de explotación que resulten afectados.
- Adicionalmente habría que tener en cuenta la formación de operadores y otras consideraciones sobre aumento de residuos radiactivos.
- Serían necesarios estudios generales para todo el parque nuclear español y análisis específicos de aspectos que han de tratarse de forma particularizada para cada Central.

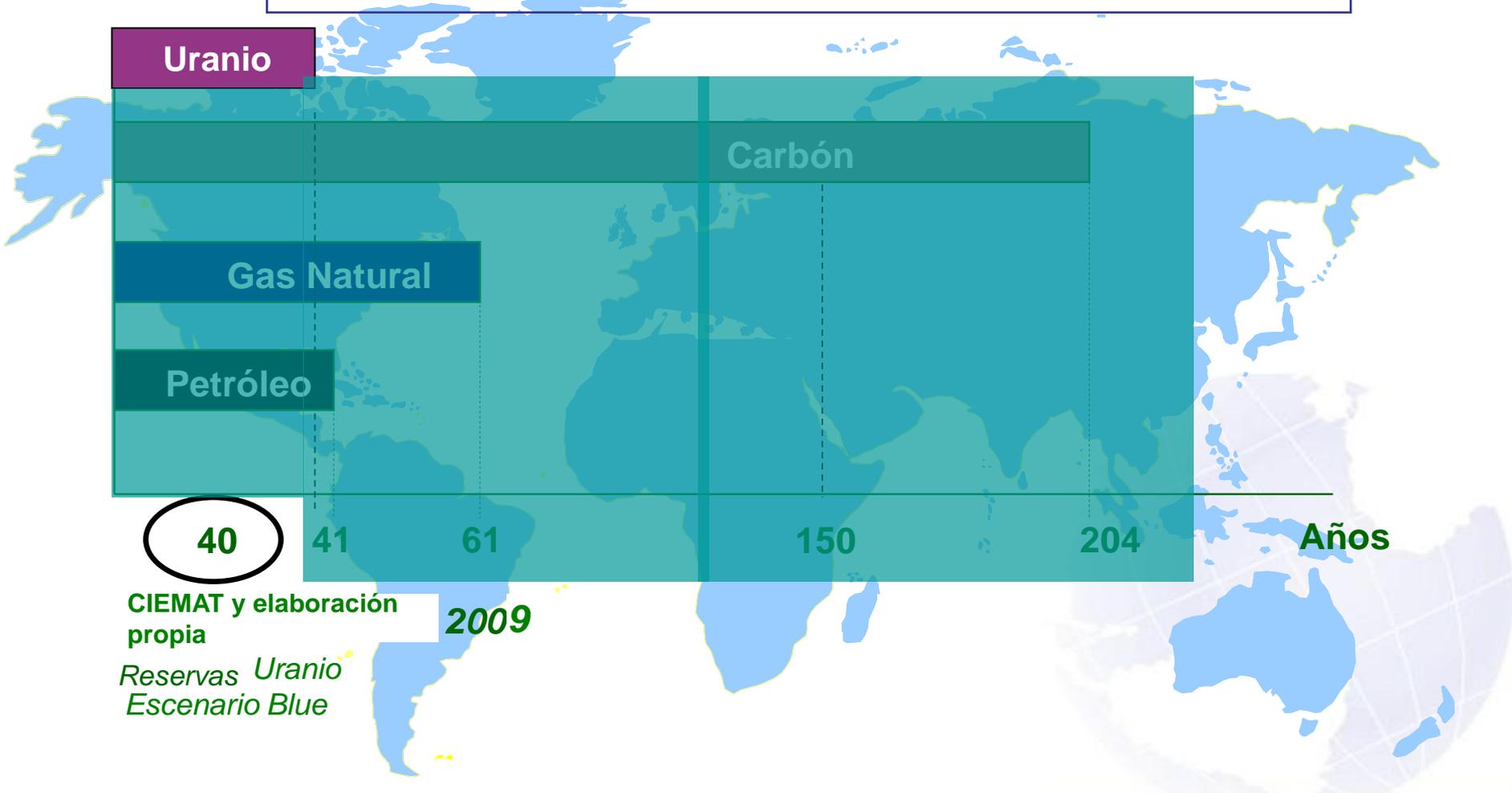




6. Identificar al “adversario”

6.3. Compitiendo por la sostenibilidad

Reservas combustible uranio con escenario “Blue”



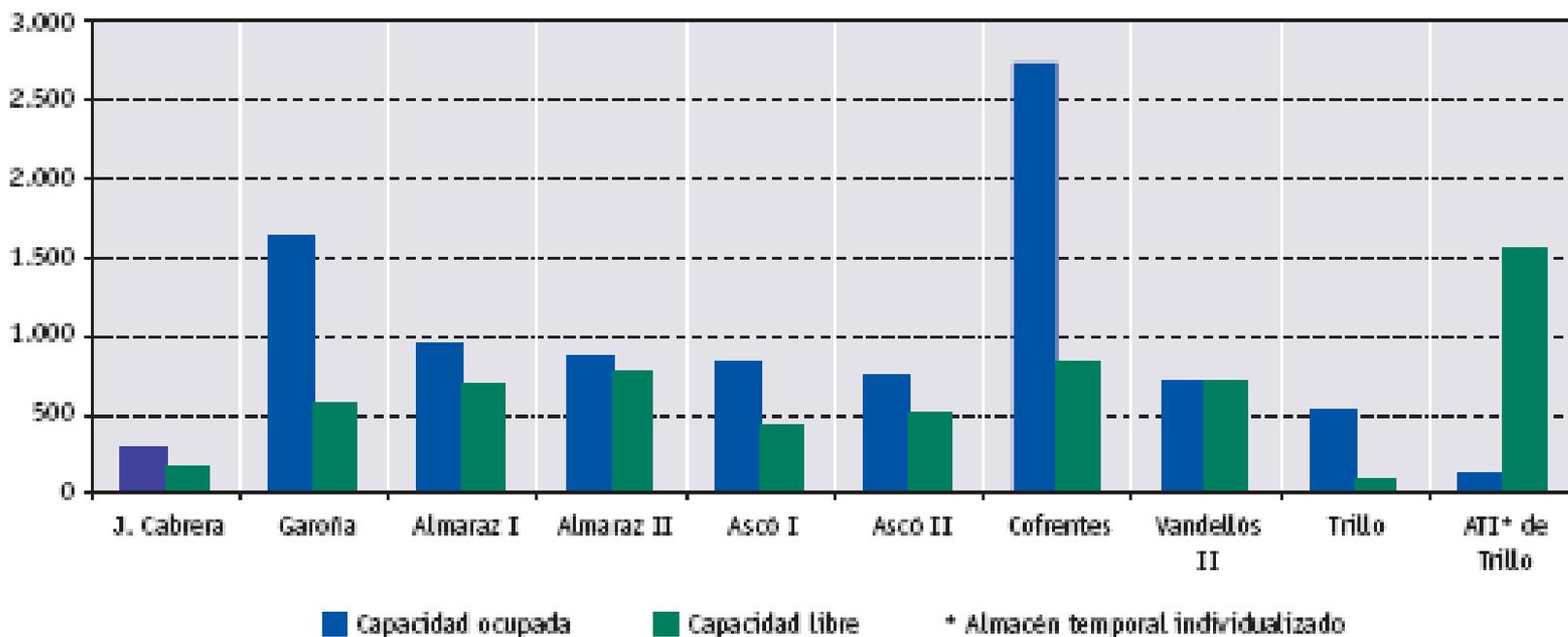


6. Identificar al adversario

6.3. Compitiendo por la sostenibilidad

La opción nuclear

Gráfico 1.3.1. Elementos combustibles irradiados almacenados en las centrales españolas (31-12-05)





6.3. Compitiendo en el mercado: modularidad

Instalaciones híbridas que faciliten la microgeneración y operación en red

- El **coste unitario de los servicios energéticos** (iluminación, comunicación, etc) es **mucho mayor para las personas sin conexión a red** y puede representar hasta el 20% de sus ingresos.
- Sin embargo, los **costos de extensión de la red son aún más ineficientes que el sobrecoste abonado por los usuarios** (más desfavorecidos), aunque en dichos casos el sobrecoste que paga el usuario se socializa (**externalidad positiva**) a favor de la sociedad más desarrollada.
- Esta **situación es profundamente injusta** y ya **existen tecnologías actuales que permiten abordar la electrificación mediante procedimientos alternativos a la extensión de redes, con una mínima parte del coste que hubiera supuesto la extensión de la red: los “microsistemas eléctricos renovables”**.
- **Estos microsistemas también requerirán potencia de respaldo ajustada a sus menores dimensiones**



6. Identificar el “adversario”

6.4. Compitiendo en el mercado: los costes

Comparación de costos de reducción de CO₂ : ciclo combinado, nuclear, eólica

Sistema energético	Costos de capital euros/kW	Intereses + Depreciación euro-€/kWhe	Costo O&M combustible y no-combustible euro-€/kWhe	Costos totales euro-€/kWhe	Carbón, costos variables	Sumando costos sobre carbón euro-€/kWhe	CO ₂ desplazado por kWh, gramos	euros por mt CO ₂ desplazado	Ratio CO ₂ reducción de costos nucleares bajos contra alternativa	Ratio CO ₂ reducción de costos, nuclear vs. alternativa
CC – costo del gas al día de hoy	1000	1.2	3.0	4.2	2.4	1.8	570	31	180%	389%
CC – costos elevados de gas	1000	1.2	4.1	5.3	2.4	2.9	570	51	110%	239%
Modelo eólico a bajo costo	1500	4.6	0.8	5.4	2.4	3.0	950	31	180%	389%
Modelo eólico a costo alto	1900	8.1	0.8	8.9	2.4	6.5	950	69	82%	178%
Nuclear bajo	3500	6.2	1.6	7.8	2.4	5.4	950	56	100%	217%
Nuclear alto	6600	11.6	2.4	14.0	2.4	11.6	950	122	46%	100%



6. Identificar el adversario

6.4. Compitiendo en el mercado: los costes

Valores estimados para ciclo combinado, eólico, eólico con almacenamiento, y nuclear, para escenario de reducción de CO₂

Mde energía	Costos de capital euros/kW	Intereses + Depreciación euro-t/kWhe	Costo euro-t/kWhe	O&M no combustible t/kWhe ³	Costo total euro-t/kWhe	Solamente bles del carbón	Sumar costos sobre carbón euro-t/kWhe	CO ₂ desplazado por kWh, gramos	euros por mt CO ₂ desplazado	Ratio CO ₂ costo de reducción de nuclear contra alternativa
Ciclo combinado	1000	1.2	3.00	0.8	4.9	2.4	2.5	570	45	198%
Eólica	1700	6.1	0.0	0.8	6.9	2.4	4.5	950	47	188%
Eólica con almacenamiento	1700	6.1	2.6 (Nota 1)	0.8	9.5	2.4	7.1	850 (Nota 2)	83	106%
Nuclear	5000	8.8	1.0	1.0	10.8	2.4	8.4	950	88	100%

Nota 1: Fuel, non-fuel, y costos de capital para el almacenamiento con aire comprimido (CAES), véase los comentarios más arriba.

Nota 2: Aproximadamente unos 100 gramos de CO₂ por kWh se emitirían usando el modelo de CAES en modo baseload.

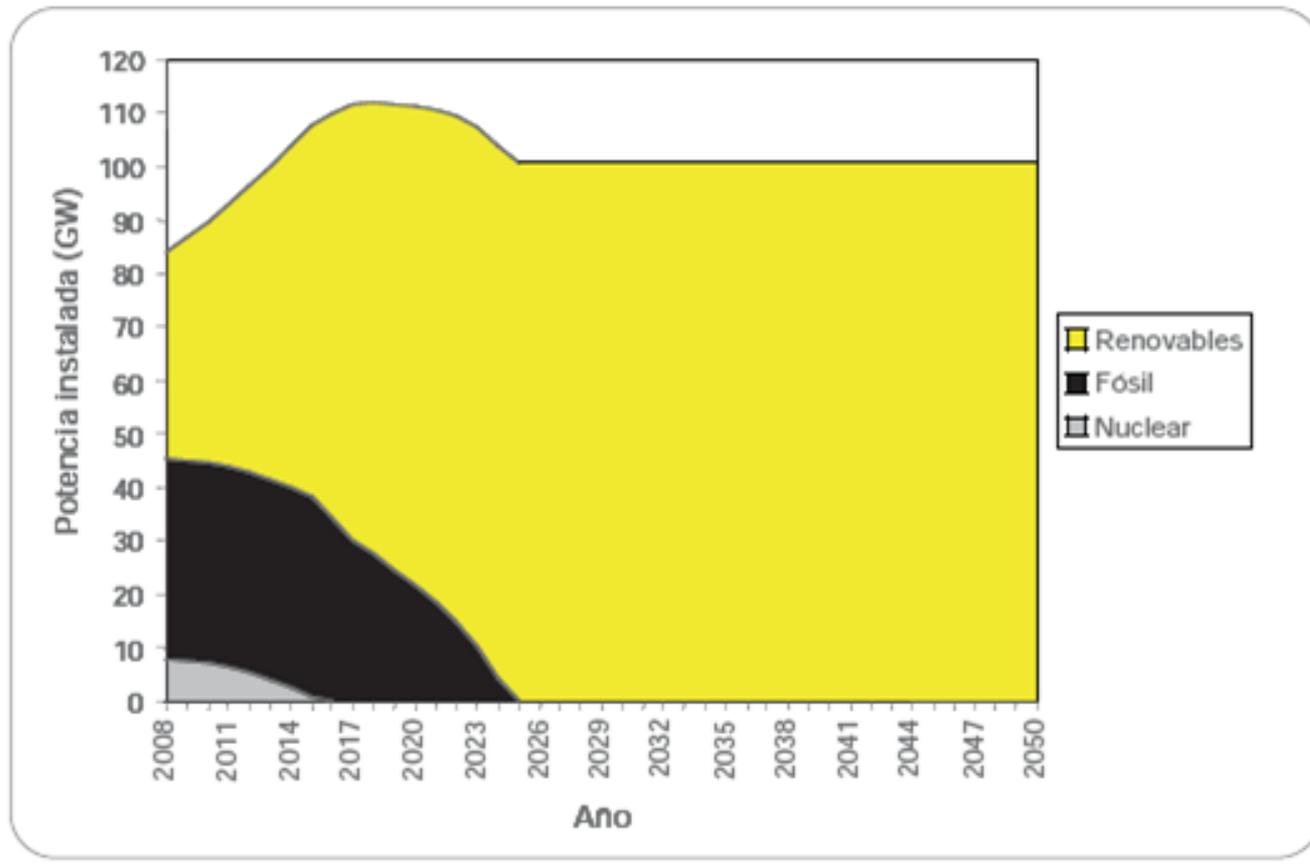
Véase NREL 2007.



6. Identificar al “adversario”

6.5. Compitiendo por la atención del regulador

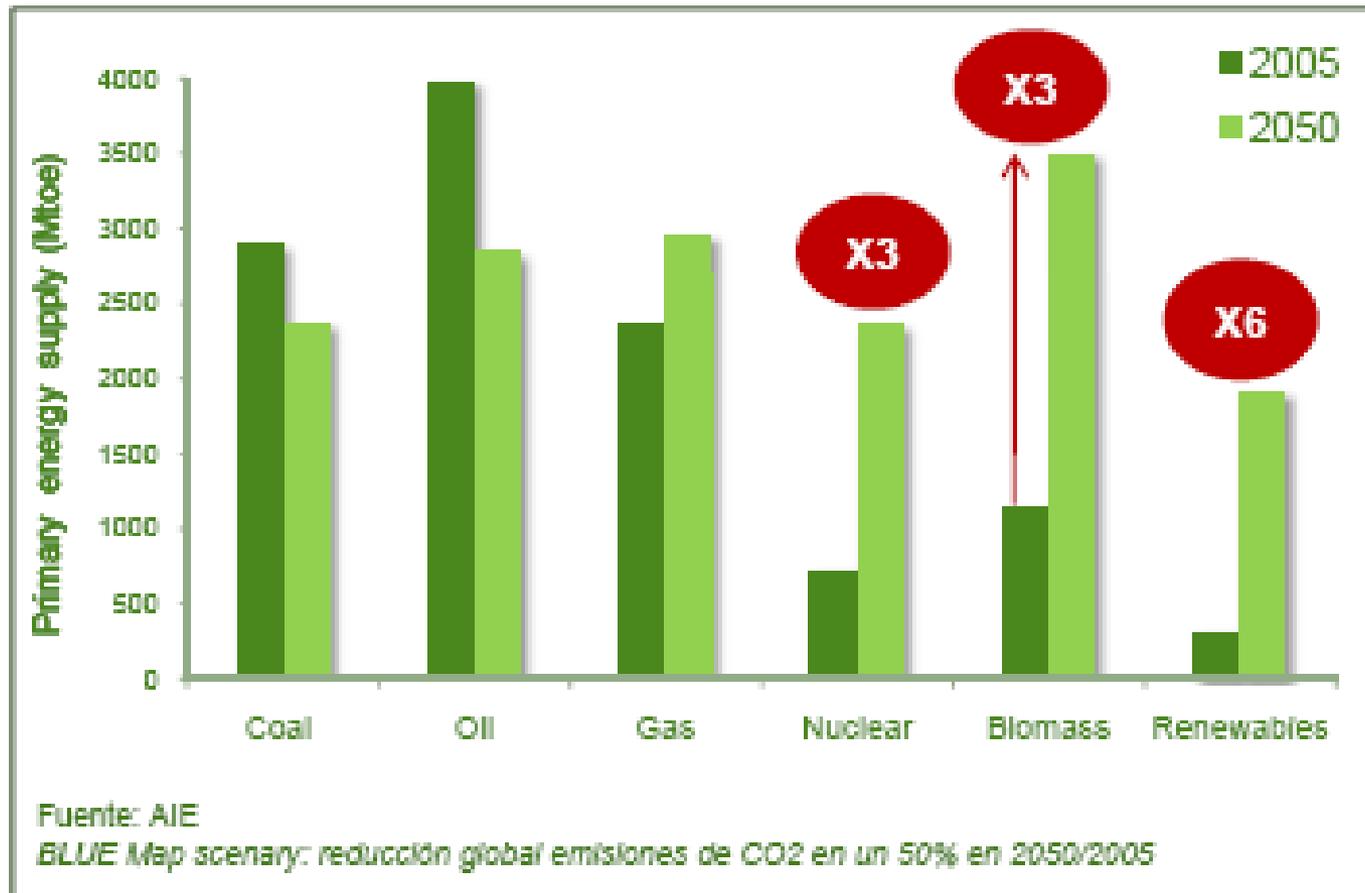
Evolución del despacho de generación nuclear, fósil y renovable para el escenario medio de demanda con el mix de generación renovable ‘medio’ proyectado para el año 2050, incrementando la hibridación de las centrales termosolares con biomasa hasta 16 GW de los 31 GW de termosolar instalados.



6. Identificar al adversario

6.5. Compitiendo por la atención del regulador

Consumo global de energía primaria en escenario BLUE





4.5. Compitiendo por la regulación

Planificación y objetivos
Prospectiva Energética. Integración generación no gestionable.

Medidas para incorporación de la energía renovable en el sistema eléctrico

Poca disponibilidad



• Generación que garantice **disponibilidad**

Apuntamiento de
la curva



- Utilización de sistemas de **almacenamiento**
- Medidas de gestión de la demanda
- Gestionabilidad de plantas
- **Centrales con paradas y arranques diarios**

Variabilidad de
producción



• **Grupos de respuesta rápida**



7. Renovables y gas: ¿ aliados estratégicos ?

7.1. Regulación al servicio de los mejores recursos

Tamaño de mercado potencial mundial de tecnologías renovables

Capacidad instalada mundial GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	989	1711	978	1565	1,299,600	1,056,600
Viento	124	693	164	2733	225,589	1,235,689
FV centrales	10	153	21	2911	137,566	2,780,180
Termosolar	2	17	5	801	20,595	1,092,908
Biomasa	70	203	95	620	332,899	1,314,075
Geotérmica	11	36	14	276	43,225	452,998
Olas	0	9	1	194	7,425	159,225
TOTAL					2,066,899	8,091,675

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050



ariae

7. Renovables y gas: ¿ aliados estratégicos ?

7.1. Regulación al servicio de los mejores recursos

Europa





7. Renovables y gas: ¿ aliados estratégicos ?

7.1. Regulación al servicio de los mejores recursos

Tamaño de mercado potencial en Latinoamérica de tecnologías renovables

Capacidad instalada Latinoamérica GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
Tecnología	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	157	302	159	179	261,000	36,000
Viento	2	15	3	274	6,253	130,351
FV centrales	0	4	1	114	3,848	108,706
Termosolar	0	1	0	31	1,373	42,563
Biomasa	4.6	11.4	11	75	17,020	160,192
Geotérmica	0	3	1	16	5,167	25,935
Olas	0	0	0	7	0	5,775
TOTAL					294,681	509,522

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050



7. Renovables y gas: ¿ aliados estratégicos ?

7.1. Regulación al servicio de los mejores recursos

Tamaño de mercado potencial en Norteamérica de tecnologías renovables

Capacidad Instalada Norteamérica GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010	2050	2010	2050		
	Escenario de referencia		Escenario -R			
Hidro	189	192	192	246	5,400	97,200
Viento	28	136	35	504	51,948	225,589
FV centrales	2	26	2	577	23,088	553,150
Termosolar	1	4	2	164	4,119	22,426
Biomasa	20	51	25	153	77,593	320,384
Geotérmica	4	11	6	118	12,103	193,648
Olas	0	3	1	51	2,475	41,250
TOTAL					176,726	1,653,647

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050





7. Renovables y gas: ¿ aliados estratégicos ?

7.1. Regulación al servicio de los mejores recursos

Tamaño de mercado potencial en África de tecnologías renovables

Capacidad Instalada Africa GW	Año				Mercado potencial M€ Escenario de referencia	Mercado potencial (M€) Escenario-R
	2010		2050			
	Escenario de referencia	Escenario -R	Escenario de referencia	Escenario -R		
Tecnología						
Hidro	24	87	24	45	113,400	37,800
Viento	1	12	1	51	5,291	24,050
FV centrales	0	3	0	175	2,886	168,350
Termosolar	1	1	1	100	0	135,927
Biomasa	0.6	10.0	1	8	23,528	17,521
Geotérmica	0	2	0	6	3,458	10,374
Olas	0	0	0	4	0	3,300
TOTAL					148,563	397,322

Fuente: Cálculos propios con datos de Greenpeace y costes de instalación de García Casals (2005) para 2050



ariae

7. Renovables y gas: ¿ aliados estratégicos ?

7.2. Innovación tecnológica y eficiencia económica



8. Algunas conclusiones

- **Primera:** El **modelo energético actual no es sostenible** y, por consiguiente, **representa una seria restricción para el crecimiento económico** tal y como lo hemos concebido en el pasado, sobre la base de energía fósil abundante y barata y una absoluta despreocupación por los problemas de calentamiento global que plantea.
- **Segunda:** Las necesidades de garantía de suministro van a ir asociadas a la creciente de penetración de las energías renovables en las matrices energéticas y en concreto:
 - A garantizar la continuidad del suministro en el corto plazo
 - A disminuir la dependencia energética externa en el largo plazo
 - A evitar la volatilidad de precios en los mercados de combustibles fósiles.



8. Algunas conclusiones

- **Tercera: Las necesidades de continuidad de suministro exigen potencia de cobertura para atender puntas de carga o la ausencia puntual de recurso renovable.**
 - Las necesidades de potencia de cobertura serán menores y menos costosas si existe un adecuado diseño regulatorio
 - Existen tres alternativas básicas para desarrollar esa potencia de cobertura (nuclear; fósiles (gas, carbón, fuel); renovable gestionable...)



8. Algunas conclusiones

- **Cuarta:** La alternativa que mejor complementa las características de un modelo en transición hacia otro basado en energías renovables es la que se basa en el gas, combinado con energías renovables gestionables, ya que
 - la generación por fisión nuclear desplaza mucha carga en base, aporta poca modulabilidad, exige marcos retributivos extra-mercado muy prolongados y presenta mayores problemas de sostenibilidad que el gas.
 - la generación con el resto de combustibles fósiles (carbón, fuel) resulta comparativamente más costosa (en términos económicos y de calentamiento global)
- **Quinta:** Hay que tener plena consciencia de las enormes dificultades que entraña el cambio del *status quo* actual de la industria energética que , por otra parte, está **caracterizada por múltiples ayudas e ingentes subvenciones públicas de todo tipo, que no tienen justificación económica alguna.**



Comisión
Nacional
de Energía



ENERGIAS RENOVABLES Y GARANTIA DE SUMNISTRO

Muchas gracias por su atención

Javier Peón Torre. Consejero de la CNE.
jpt@cne.es

