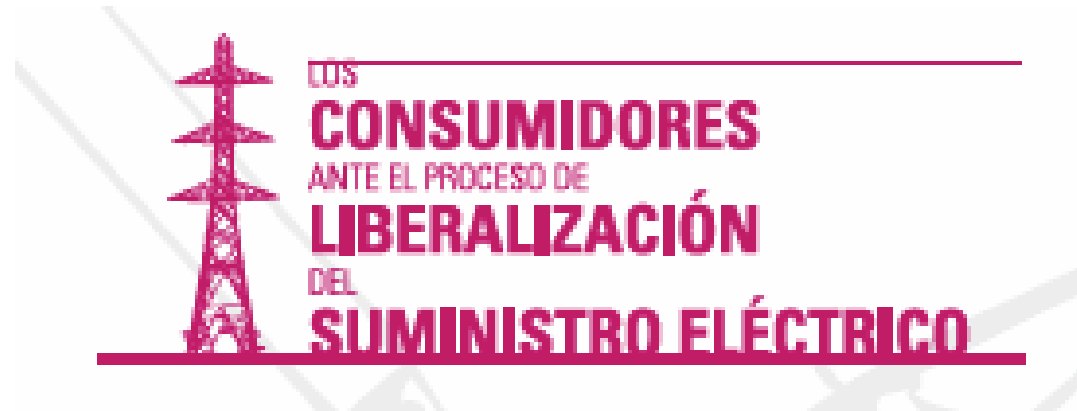


# aege

asociación de empresas con gran consumo de energía



## EL NUEVO MARCO LEGAL DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Javier Penacho

Vicepresidente de AEGE

Madrid, 2 de julio de 2008



## Lo que significa AEGE

CEMENTOS	QUÍMICA BÁSICA	METALES	SIDERURGIA	GASES INDUSTRIALES	OTROS
A.G. CEMENTOS BALBOA	ERCROS	ALCOA	A.G. SID.BALBOA	ABELLO LINDE, S.A.	SAINT GOBAIN CRIS.
CEMENTOS ALFA, S.A.	SOLVAY	ASTURIANA DE ZINC	ARCELOR ESPAÑA	AIR LIQUIDE	SGL CARBON, S.A.
CEMENTOS COSMOS, S.A.		ATLANTIC COPPER	ACEROS INOX.OLARRA	MESSER CARBUROS	
CEMENTOS MOLINS INDUSTRIAL		CARBUROS DEL CINCA	CELSA	PRAXAIR	
CEMENTOS PORTLAND		FERROATLANTICA	FAGOR FUNDICIÓN	S.E. DE CARBUROS METALICOS	
CEMEX ESPAÑA, S.A.			GSB ACERO		
FINANCIERA Y MINERA			INFUN,S.A.		
HOLCIM ESPAÑA, S.A.			MEGASA		
LAFARGE ASLAND, S.A.			SIDENOR		
LEMONA INDUSTRIAL, S.A.			SID.SEVILLANA		
S.A.TUDELA VEGUIN			TUBACEX		
SDAD DE CEMENTOS Y MAT.DE CONS. DE ANDALUCÍA			TUBOS REUNIDOS		
UNILAND CEMENTERA					

**Toda la industria básica**  
**15% de la demanda de energía eléctrica**  
**10% de la demanda de gas natural no eléctrica**

## La industria básica y la competencia energética

La industria supone un 22% del PIB español,

Incluyendo la gran cantidad de empresas de servicios vinculadas al sector industrial, el número se eleva a más del 30%

La energía eléctrica es clave de competitividad. Como media para los productos relacionados en el recuadro azul significa lo indicado en el recuadro rojo.

La encuesta se hizo de forma específica para la energía eléctrica. Si incluimos el gas las cifras de ese recuadro se pueden multiplicar por 1,5 sin demasiado riesgo de error

**Aluminio 99,5**  
**Bobina caliente**  
**Cemento Portland**  
**Cloro**  
**Cobre catódico 99,9**  
**Ferrosilicio**  
**Oxígeno**  
**Palanquilla**  
**Papel estucado**  
**Silicio metal 99,99**

**3 veces la mano de obra directa**  
**2 veces gastos**  
**fijos+mantenimiento+administración**  
**+ventas+generales**  
**6 veces amortización+cargas financieras**

Fuente: Encuesta AEGE 2005

## La liberalización eléctrica planteada por la UE tiene un flanco muy débil, cuya solución es tan necesaria como lenta



- 1) Las tecnologías ligeras en variables, o están agotadas , hidráulicas, o requieren de "autorización administrativa profunda", nucleares.
- 2) El síndrome del CO2 crea un mercado irreal sobre otro, el eléctrico, todavía no eficiente
- 3) Salvo excepciones el sector eléctrico se lanza por lo que queda, el gas, alto coste variable, y las renovables, potenciadas con primas ajenas al mercado

4) Fuerte subida de precios mayoristas y, a pesar de ella, los nuevos entrantes sólo con gas, comprueban que no pueden competir con las empresas ya asentadas con mix de generación amplio o basado en nuclear

5) El cliente no puede "importar" la electricidad producida en otros sistemas, o con otras tecnologías porque, para esta "materia prima", los sistemas de transporte son escasos a nivel europeo y no están inventados a nivel mundial

En resumen

Se consolidan mercados regionales cerrados a la competencia

Se inician las concentraciones supranacionales de las eléctricas, con excepcional aparato político y mediático

Bruselas propone "el III Paquete"

En el mejor de los casos, el consumidor seguirá siendo cliente cautivo hasta que el III Paquete sea eficaz,

## Los dos “productos eléctricos” el servicio y la materia prima, son radicalmente distintos

	CIUDADANO	INDUSTRIA BÁSICA
La electricidad es	Servicio imprescindible	Materia prima
Lo que pide en precio	Asequible	Competitivo
Garantía de suministro	Innegociable	Negociable
Compromiso de consumo	No	Si, incluso hora a hora a 15 años vista
Predecibilidad del consumo	No como individuo	Si, en cada contador
Volumen relativo	3.000 kWh/año y familia	50.000 veces mayor
Preocupación del político	Máxima, porque es el votante	Relativa. Se les conoce poco

¿Se pueden atender desde una misma referencia de mercado dos productos que tienen que satisfacer a clientes radicalmente distintos en necesidades, prioridades y capacidad de compromiso?

A nuestro juicio, no

## El servicio y la materia prima bajo tarifas

	MEDIA INDUSTRIA BÁSICA			MEDIA GENERAL			DOMÉSTICA 3 kW		
	Anual	Acumulado desde		Anual	Acumulado desde		Anual	Acumulado desde	
		1990	1997		1990	1997		1990	1997
1990	5,70%			5,50%			6,70%		
1991	6,72%	6,72%		6,80%	6,80%		6,25%	6,25%	
1992	2,87%	9,78%		3,20%	10,22%		3,16%	9,61%	
1993	1,82%	11,78%		2,90%	13,41%		4,52%	14,56%	
1994	1,23%	13,15%		2,06%	15,75%		3,53%	18,61%	
1995	-2,52%	10,29%		1,48%	17,46%		3,02%	22,19%	
1996	0,00%	10,29%		0,00%	17,46%		0,00%	22,19%	
1997	-4,19%	5,67%		-3,00%	13,94%		-1,12%	20,82%	
1998	-1,28%	4,32%	-1,28%	-3,63%	9,80%	-3,63%	-3,10%	17,07%	-3,10%
1999	0,00%	4,32%	-1,28%	-2,50%	7,06%	-6,04%	-2,53%	14,11%	-5,55%
2000	1,39%	5,77%	0,09%	-1,00%	5,99%	-6,98%	-3,58%	10,03%	-8,93%
2001	1,50%	7,36%	1,60%	2,22%	8,34%	-4,91%	-4,01%	5,61%	-12,58%
2002	1,00%	8,44%	2,62%	0,41%	8,79%	-4,52%	0,00%	5,61%	-12,58%
2003	2,00%	10,61%	4,67%	1,69%	10,63%	-2,91%	1,05%	6,72%	-11,67%
2004	1,60%	12,38%	6,34%	1,54%	12,33%	-1,41%	1,50%	8,32%	-10,34%
2005	1,61%	14,19%	8,05%	1,71%	14,25%	0,27%	1,74%	10,21%	-8,78%
2006	5,06%	19,96%	13,52%	4,48%	19,37%	4,76%	4,48%	15,15%	-4,70%
2006	6,00%	27,16%	20,33%	1,38%	21,02%	6,21%	0,80%	16,07%	-3,93%
2007	9,35%	39,05%	31,59%	4,30%	26,22%	10,78%	2,80%	19,32%	-1,24%
2007	1,90%	41,69%	34,09%	3,00%	30,01%	14,10%	0,00%	19,32%	-1,24%
2007	2,30%	44,95%	37,17%	0,00%	30,01%	14,10%	0,00%	19,32%	-1,24%
2008	3,30%	49,73%	41,69%	3,30%	34,30%	17,87%	3,30%	23,26%	2,02%

**los políticos tienden a “arbitrar” a favor de “sus” clientes**

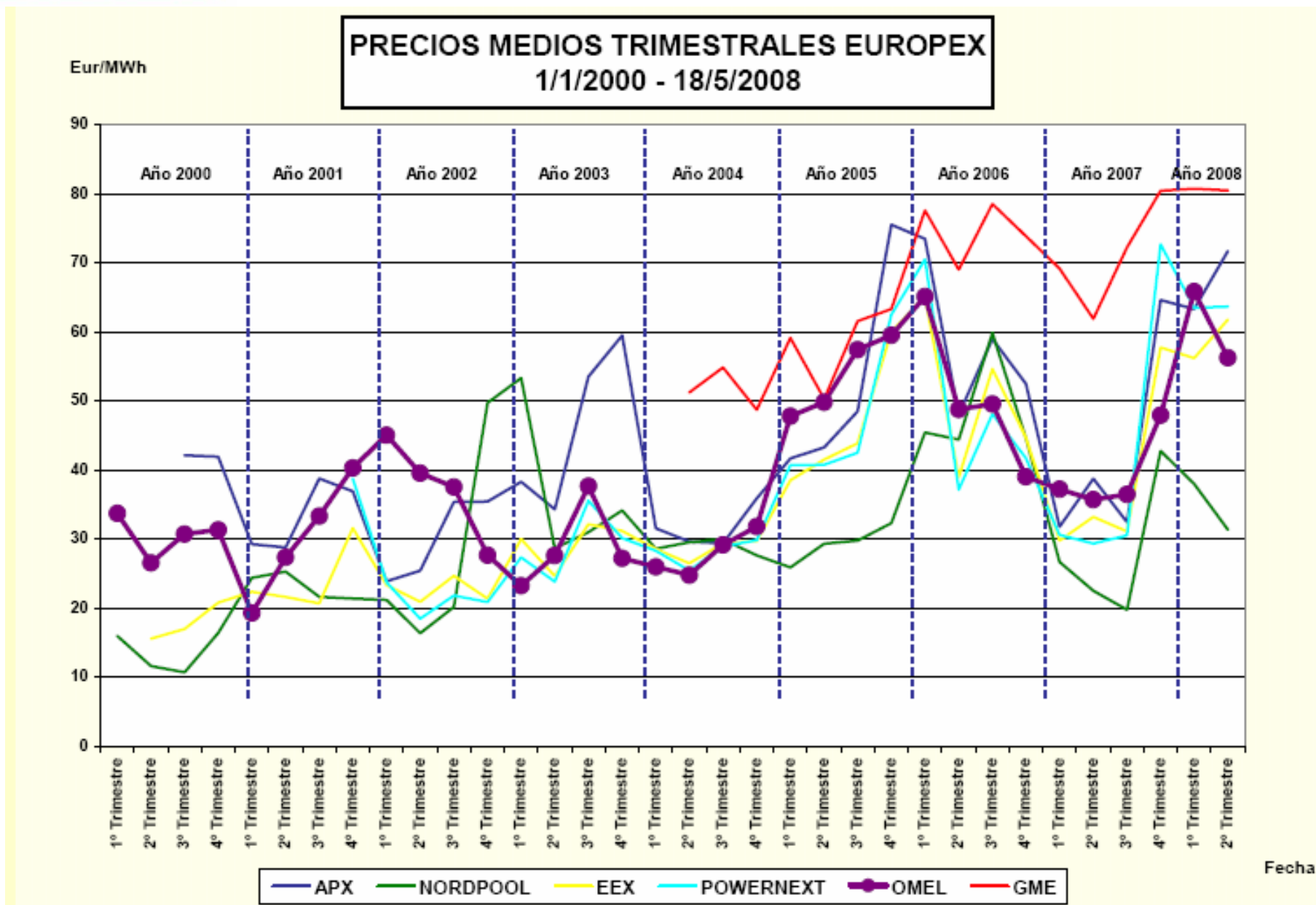
### 3.7. EU-15 Electricity Price Summary 1997-2006

1997 = 100, constant prices	July 1997	July 2000	July 2005	July 2006
Average (all consumers)	100	86	89	98
Very large	100	83	96	121
Medium industrial	100	82	94	107
Small commercial and households	100	88	86	91

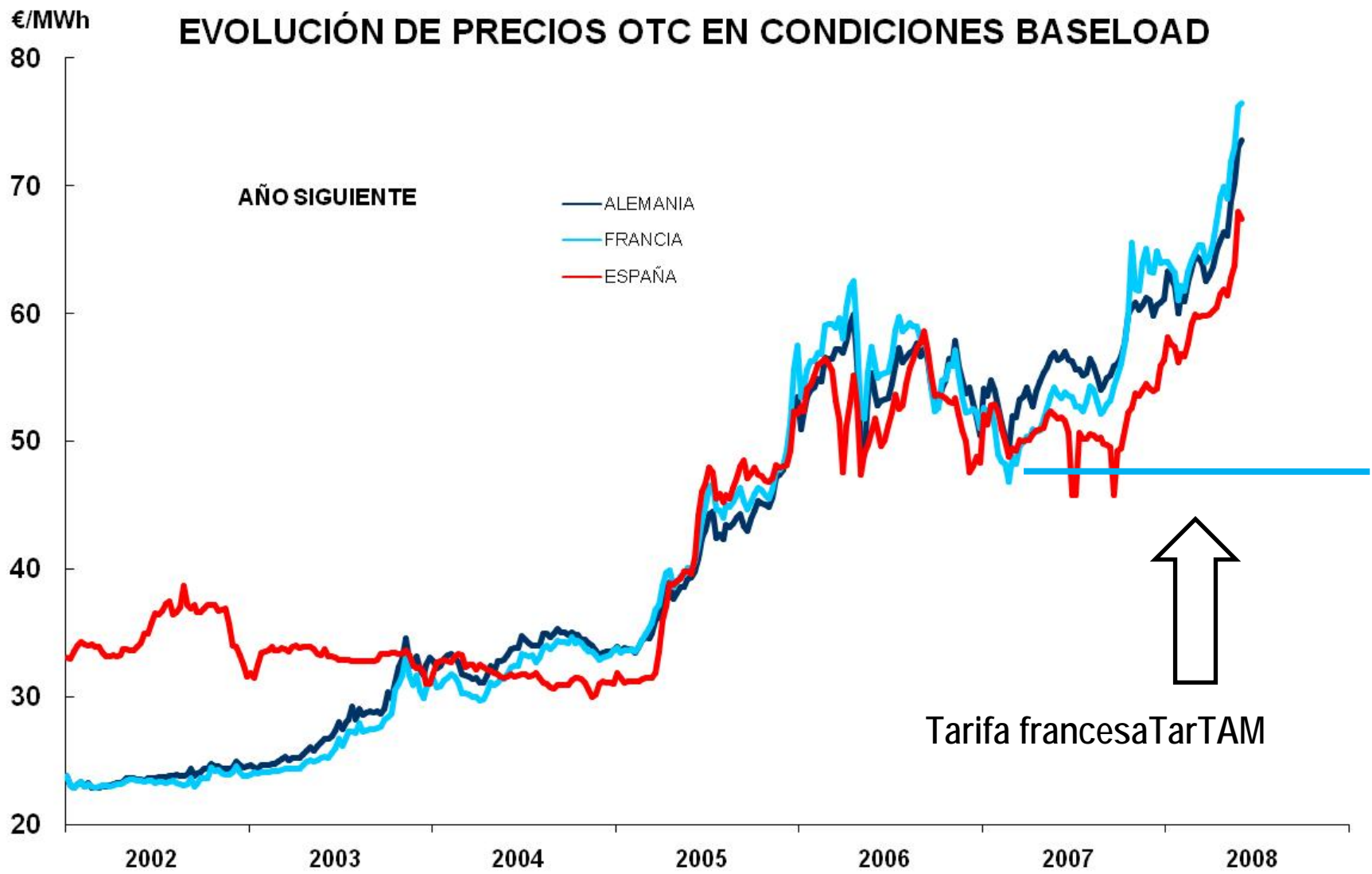
Source: Eurostat

**los políticos  
tienden a “arbitrar”  
a favor de “sus”  
clientes...en todas  
partes**





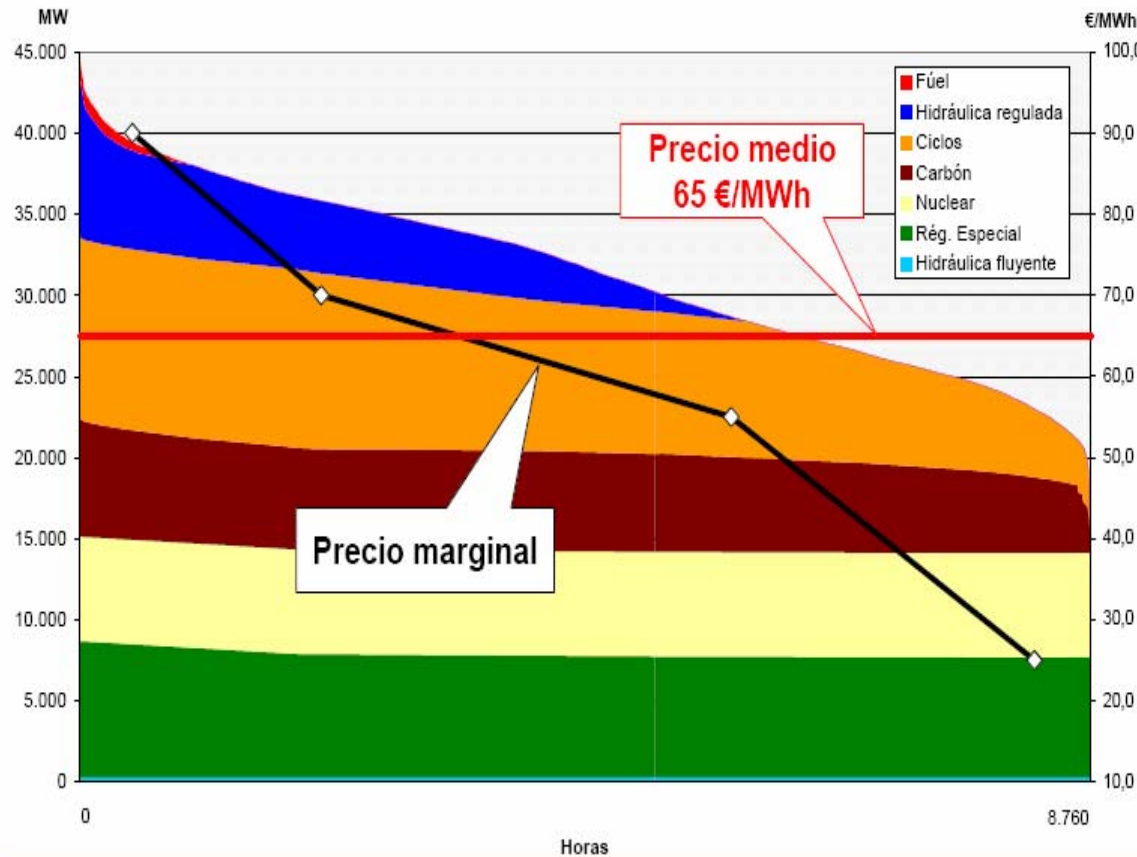
Fuente: Omel



Fuente: Platts



Cobertura y precios del mercado



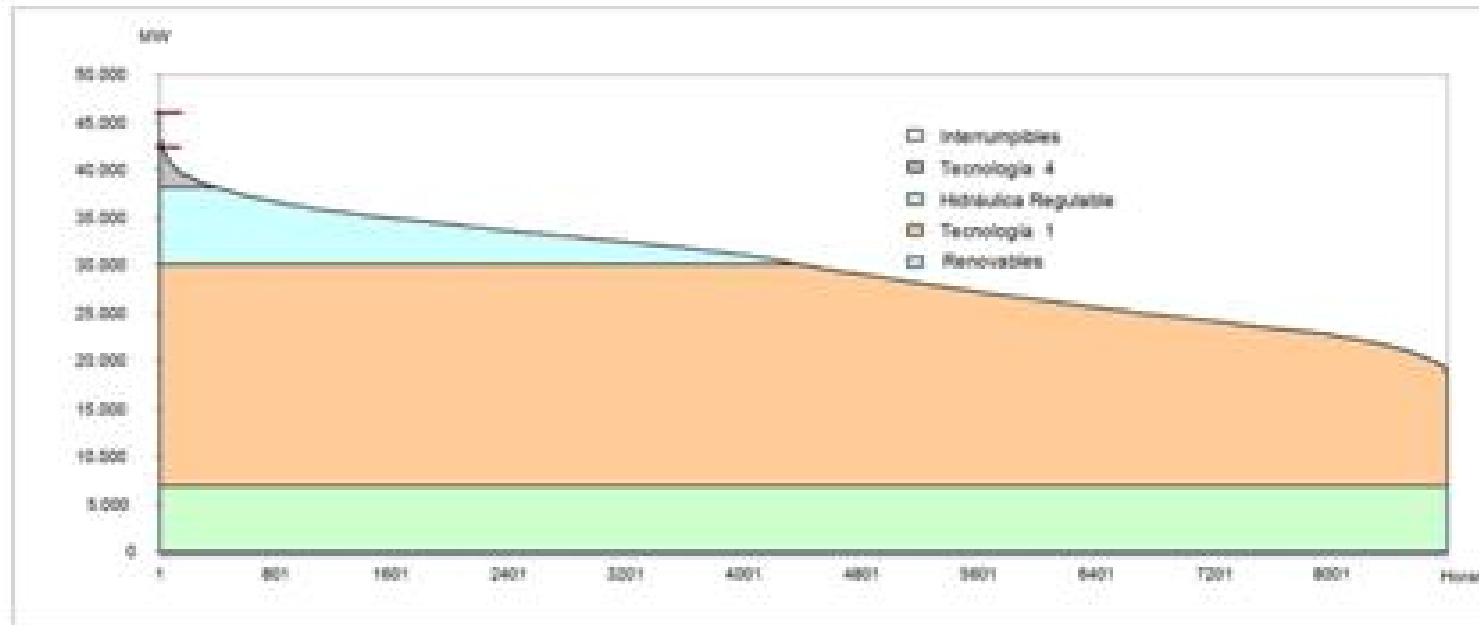
¿Cual sería el precio marginal si no hubiese limitaciones físicas al transporte de electricidad, y de verdad hubiese mercado global eléctrico, y cada uno pudiese importar de cualquier sitio?

¿Y si el cliente importase directamente hidráulica noruega?

¿Y si se duplicase el peso de carbón y nuclear?

Tenemos un mercado marginal insensible a la diferencia de costes entre tecnologías... ¿Es eso un mercado competitivo?

## COBERTURA ÓPTIMA DEL PARQUE DE GENERACIÓN



Tomando en consideración la capacidad instalada...ausencia de barreras de entrada...y bajo supuestos de competencia perfecta, el coste variable del combustible nuclear marcaría los costes marginales durante el 50% de las horas. (Extracto de nota al pie de la página 14 del Informe CNE de 20 de mayo de 2008)

## La liberalización eléctrica europea está dejando fuera de juego a la industria básica

Mientras los mercados sigan aislados, es el político el que “fija” el precio de cada mercado porque:

- el “servicio eléctrico” es sagrado
- la política “condiciona” el mix de generación
- el precio marginal lo fija la tecnología entrante, que es política

En resumen:

- La política determina el coste eléctrico de cada mercado regional
- pero el precio de los productos industriales lo fija el mercado mundial
- **la que está “rechinando” es la industria básica intensiva que usa el kWh como MATERIA PRIMA, encerrada en mercados eléctricos aislados con precio y visibilidad distintos y sin capacidad de reacción**

Los eléctricos saben asumir esta situación, asegurando el servicio con kWh producidos con las tecnologías decididas por “la sociedad”

- El retorno de sus costes es seguro. A veces algo tarde, pero seguro

Para la industria consumidora la situación no es la misma:

- su precio marginal lo decide la globalización, pero su coste eléctrico el mercado local, y ese mercado no se pueda romper vía importaciones

## La industria básica se “defiende”: Ya hay tres soluciones específicas potenciadas por la propia industria y apoyadas por los respectivos gobiernos

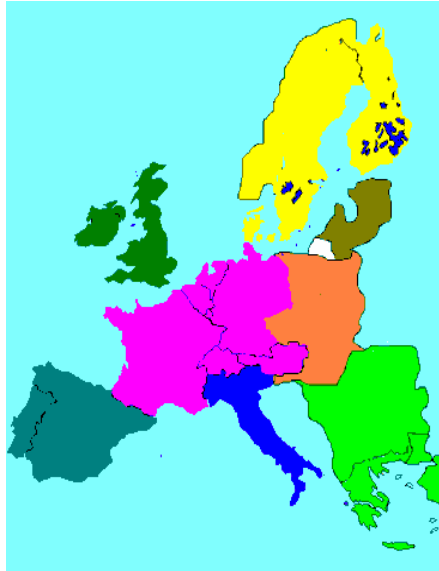
### Finlandia: TVO-15 TWh

- Participación accionarial en la siguiente nuclear que se va a instalar en el país.
- Planta en construcción avanzada.
- Precio de referencia: 30 €/MWh

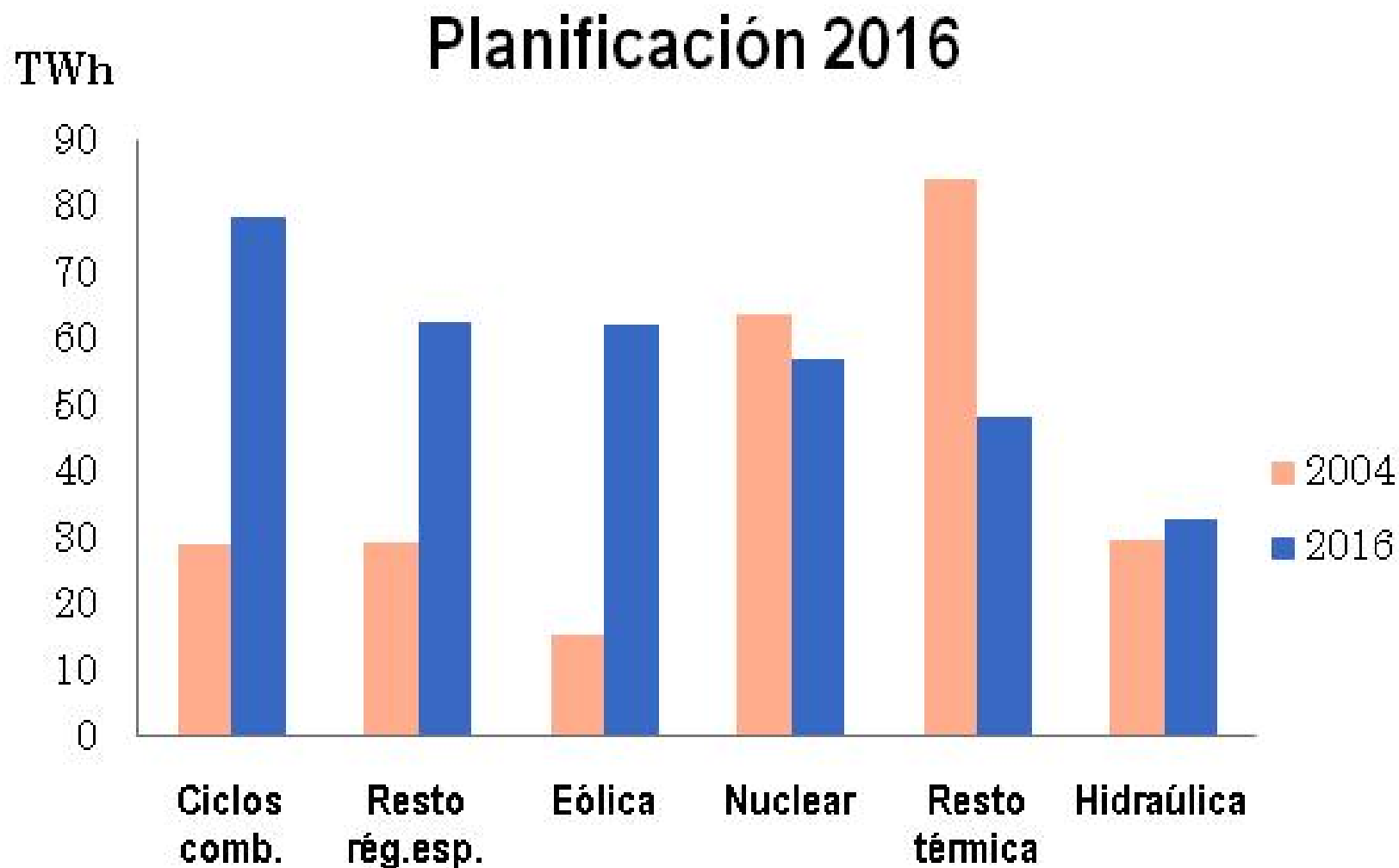
### Francia: Exeltium-32 TWh

- Fórmulas contractuales garantizadas a 15 años años como media.
- Proveedor fundamental EDF.
- Precios: Algo más caros que los finlandeses, relacionados con el coste de desarrollo de la siguiente generación de plantas nucleares

### Bélgica: Blue Sky-14 TWh



Salvo que son países UE sometidos al mismo esquema de liberalización eléctrica que nosotros, Finlandia y Francia no se parecen en nada, luego el mensaje que perciben el resto de competidores europeos es alto y claro : **O consigo precios de nuclear, o tendré dificultades para competir.**



# España y el mix de generación futuro: ¿Cómo hacer rentables los c.c. funcionando 2613 horas?

## BALANCE DE ENERGIA ELÉCTRICA PENINSULAR

Año hidráulico: Potencia año seco, generación año medio

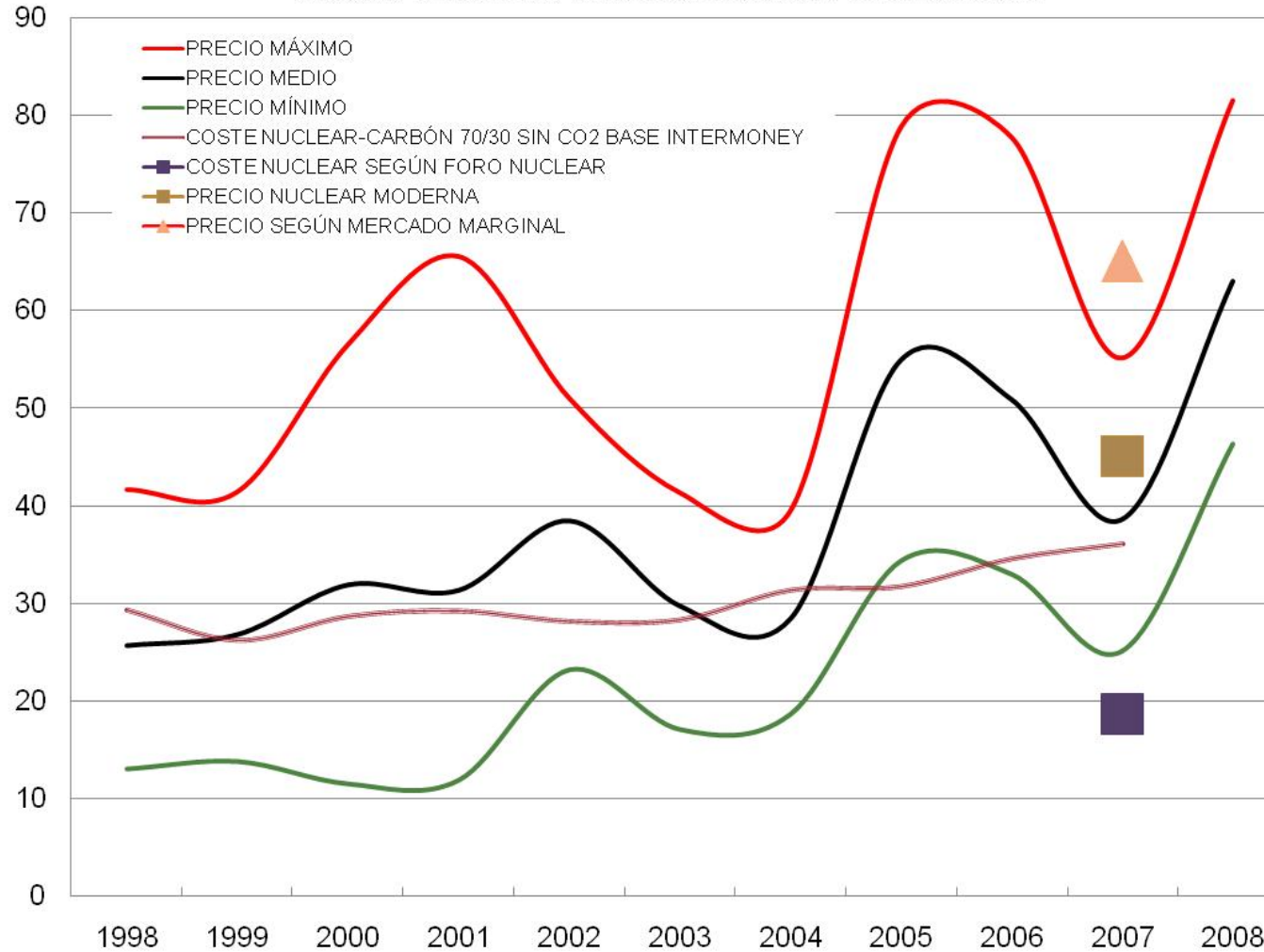
Fuente: Planificación 2005-2011

Fuente: Planificación 2008-2016

		2004	2005	2006	2007	2008	2011	2011	2016
<b>Hidraulica+bombeos</b>	GWh	29.678	16.200	25.330	30.177	31.000	32.124	31.320	32.750
	MW	16.657	16.657	16.657	16.657	16.657	17.657	17.630	19.630
	h/año	1.782	973	1.521	1.812	1.861	1.819	1.777	1.668
<b>Termica Nuclear</b>	GWh	63.606	57.539	60.126	60.913	59.000	58.115	59.000	57.000
	MW	7.876	7.876	7.716	7.716	7.726	7.783	7.783	7.783
	h/año	8.076	7.306	7.792	7.894	7.637	7.467	7.581	7.324
<b>Ciclos combinados</b>	GWh	28.974	47.915	63.506	57.761	65.723	74.701	76.450	78.385
	MW	8.020	10.020	15.500	17.640	20.624	28.020	25.024	30.000
	h/año	3.613	4.782	4.097	3.274	3.187	2.666	3.055	2.613
<b>Resto Termica Convencional</b>	GWh	84.055	87.738	71.911	65.845	62.540	47.788	48.960	48.220
	MW	18.734	18.495	18.071	16.639	12.859	11.478	10.569	11.560
	h/año	4.487	4.744	3.979	3.957	4.864	4.163	4.632	4.171
<b>Eólica</b>	GWh	15.584	19.937	22.631	30.384	31.000	46.094	47.000	62.000
	MW	8.351	9.653	11.233	13.000	14.980	20.000	22.000	29.000
	h/año	1.866	2.065	2.015	2.337	2.069	2.305	2.136	2.138
<b>Resto Régimen Especial</b>	GWh	29.450	30.181	27.607	32.441	34.600	43.991	45.500	62.500
	MW	7.146	7.207	9.700	9.040	11.650	12.800	13.620	16.170
	h/año	4.121	4.188	2.846	3.589	2.970	3.437	3.341	3.865
<b>Total Producción</b>	GWh	251.347	259.510	271.111	277.521	283.863	302.813	308.230	340.855
	MW	66.784	69.908	78.877	80.692	84.496	97.738	96.626	114.143
	h/año	3.764	3.712	3.437	3.439	3.359	3.098	3.190	2.986
<b>h/año sin hidraulica</b>		4.422	4.569	3.950	3.863	3.727	3.380	3.505	3.260

## Precios de referencia para la contratación a largo plazo

**Evolución precios OMEL mercado diario en €/MWh**  
**Media anual de valores medios mensuales**



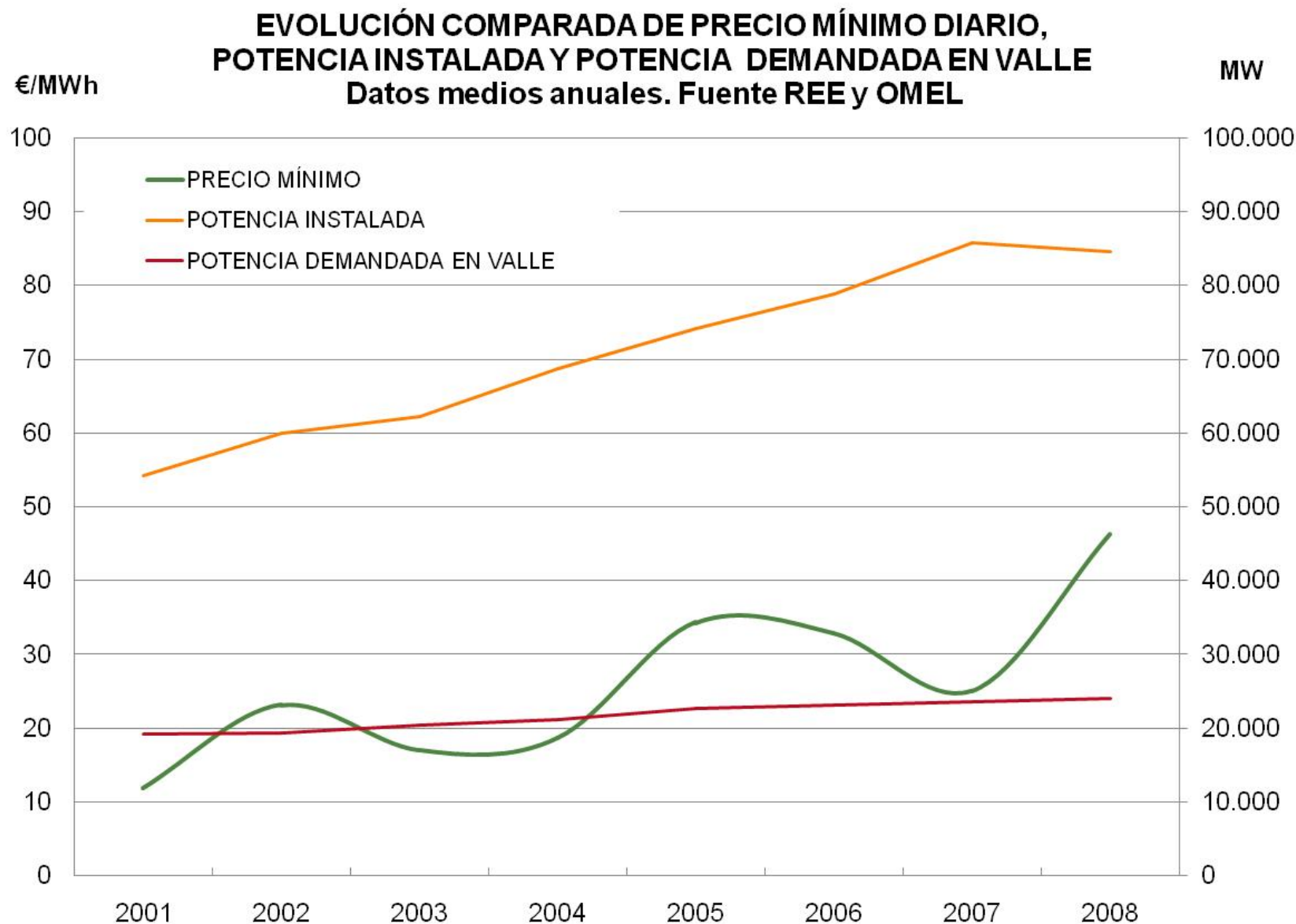
Contratando a muy largo plazo, los riesgos de la inversión de ambas partes están acotados

Los precios deben establecerse a partir de costes y capacidad de compromiso a largo plazo

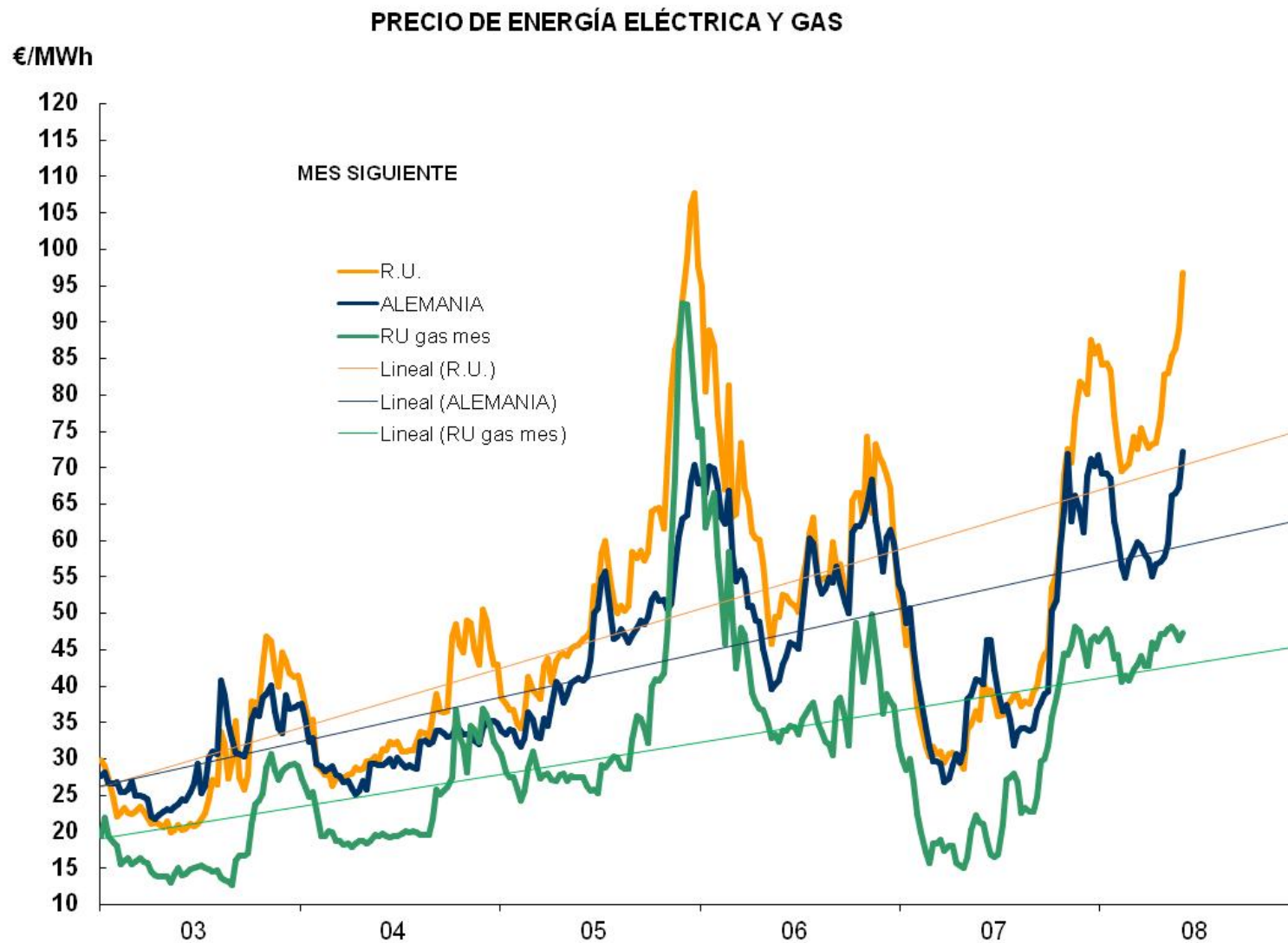
Para que el mercado asuma esta realidad es necesario que los gobiernos regulen la contratación bilateral a largo plazo

Y que los clientes ganen tamaño y masa crítica

## Evolución de precios OMEL. El exceso de potencia en valle es contradictorio con la tendencia de precios mínimos



## Evolución de precios OTC de energía eléctrica en relación con el precio del gas natural



Fuente: Platts

## Tras las reflexiones, las propuestas

AEGE propuso y negoció un paso ordenado de tarifas a mercado, para que el kWh materia prima no pierda competitividad

Contratos bilaterales con los generadores eléctricos y con el Operador del Sistema, basados en el compromiso mutuo a largo plazo.

Duración en función del periodo de amortización de las inversiones de una y otra parte

Precios basados en los costes de las tecnologías óptimas para atender el perfil de consumo de la industria básica

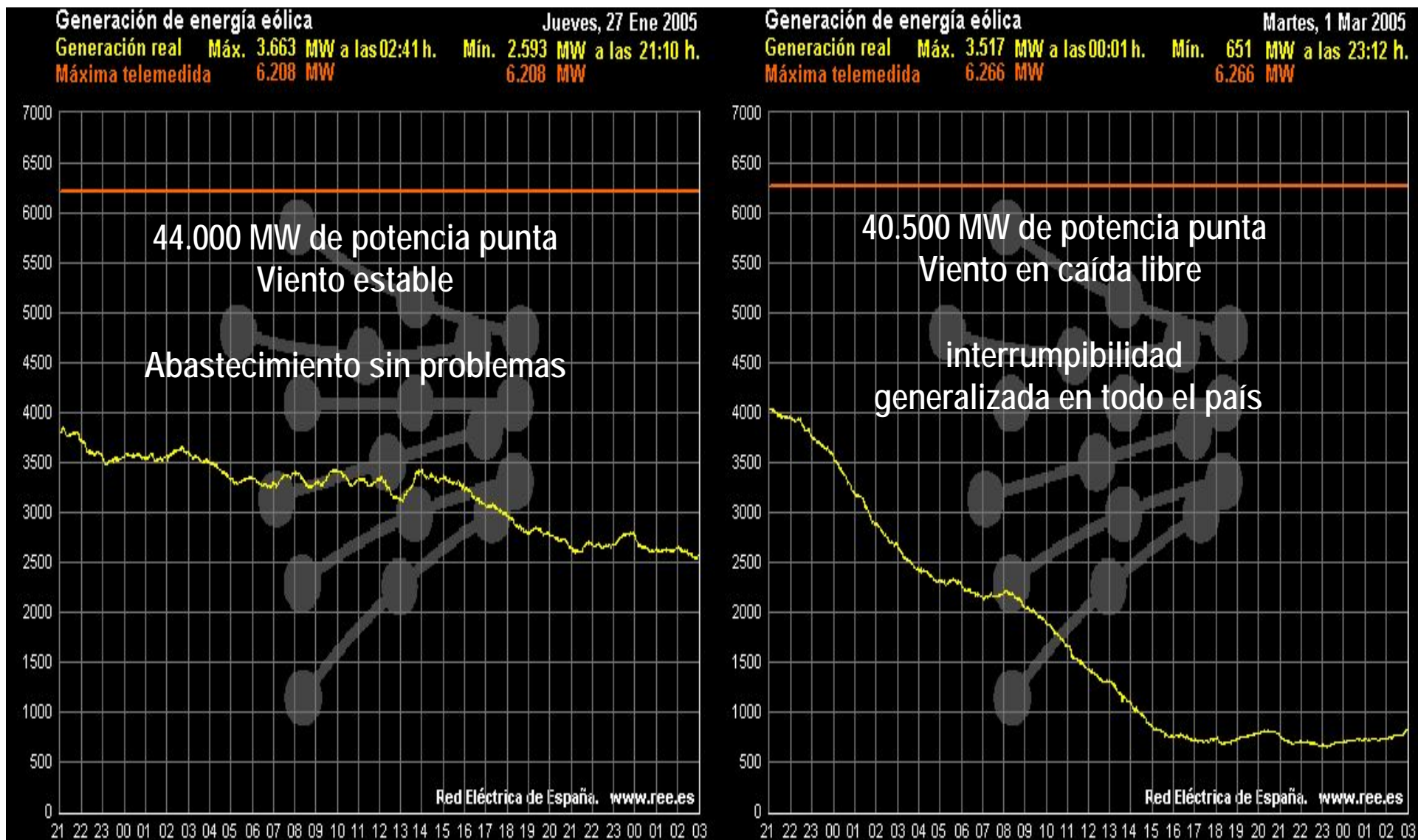
Mantenimiento de la colaboración con REE para mejorar la seguridad de suministro a los ciudadanos, ya que el futuro no será fácil

## Desde 2001 a 2007 REE ha apelado a los contratos de gestión de demanda en 38 ocasiones

2001				2003				2007				
FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	
26/10/2001	INT B	CATALUNA	28.340/20:00	12/06/2003	INT C	ANDALUCÍA	33.850/17:53	19/11/2007	INT C	TOTAL	40.000/18:40	
12/11/2001	INT C	CATALUNA	31.860/18:53			EXTREMADURA						
15/11/2001	INT C	CATALUNA	32.670/18:54			MADRID						
		ARAGON				LEVANTE						
		CENTRO				LEVANTE	33.850/13:25					
		ANDALUCÍA										
26/11/2001	THP		33.157/18:39			13/06/2003	INT C	ANDALUCÍA	34.240/12,52			
27/11/2001	THP		32.700/18:49					EXTREMADURA				
28/11/2001	THP		32.670/19:02			10/07/2003	INT C	ANDALUCÍA	34.410/13,16			
29/11/2001	THP		32.220/18:50					EXTREMADURA				
05/12/2001	INT C	CENTRO	31.590/18:54	11/07/2003	VOL	AND-EXTREM	34.550/13,23					
		LEVANTE		01/08/2003	VOL	AND-EXTREM	33.300/12,52					
		EXTREMADURA		11/08/2003	VOL	AND-EXTREM	31.480/13:26					
		ANDALUCÍA		12/08/2003	VOL	AND-EXTREM	31.670/13:25					
				13/08/2003	VOL	AND-EXTREM	31.460/13:43					
10/12/2001	THP		33.610/18:54	<b>2004</b>								
	INT C	LEVANTE MURCIA			FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora				
11/12/2001	THP		33.890/18:50	28/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.130/13,26					
12/12/2001	THP		34.810/18:46	29/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.690/13,23					
13/12/2001	THP		32.200/18:59	30/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.950/13,27					
	INT C	TOTAL			01/07/2004	VOL	AND-EXTREM	36.190/13,25				
17/12/2001	THP		35.490/18:53	02/07/2004	VOL	AND-EXTREM	34.690/13,23					
	INT C	TOTAL			23/07/2004	VOL	AND-EXTREM	36.700/13,24				
18/12/2001	THP		34.560/18:49	<b>2005</b>								
	INT C	TOTAL			FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora				
19/12/2001	THP		34.560/18:56	01/03/2005	INT B	TOTAL	40.460/11,44					
	INT C	TOTAL			21/06/2005	INT C	MITAD NORTE(1)	37900/13:00				
20/12/2001	THP		33.360/10:50	21/06/2005	INT C	MITAD NORTE(1)	37.870/17,53					
	INT C	TOTAL			27/06/2005	INT D	CATALUNA(1)(2)	36.590/12,47				
<b>2002</b>						INT C	CATALUNA(1)(2)					
FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	28/06/2005	INT C	CATALUNA(1)(2)	36.590/13,05					
10/01/2002	INT C	ANDALUCÍA	34.010/19:43			INT C	CATALUÑA(1)(2)					

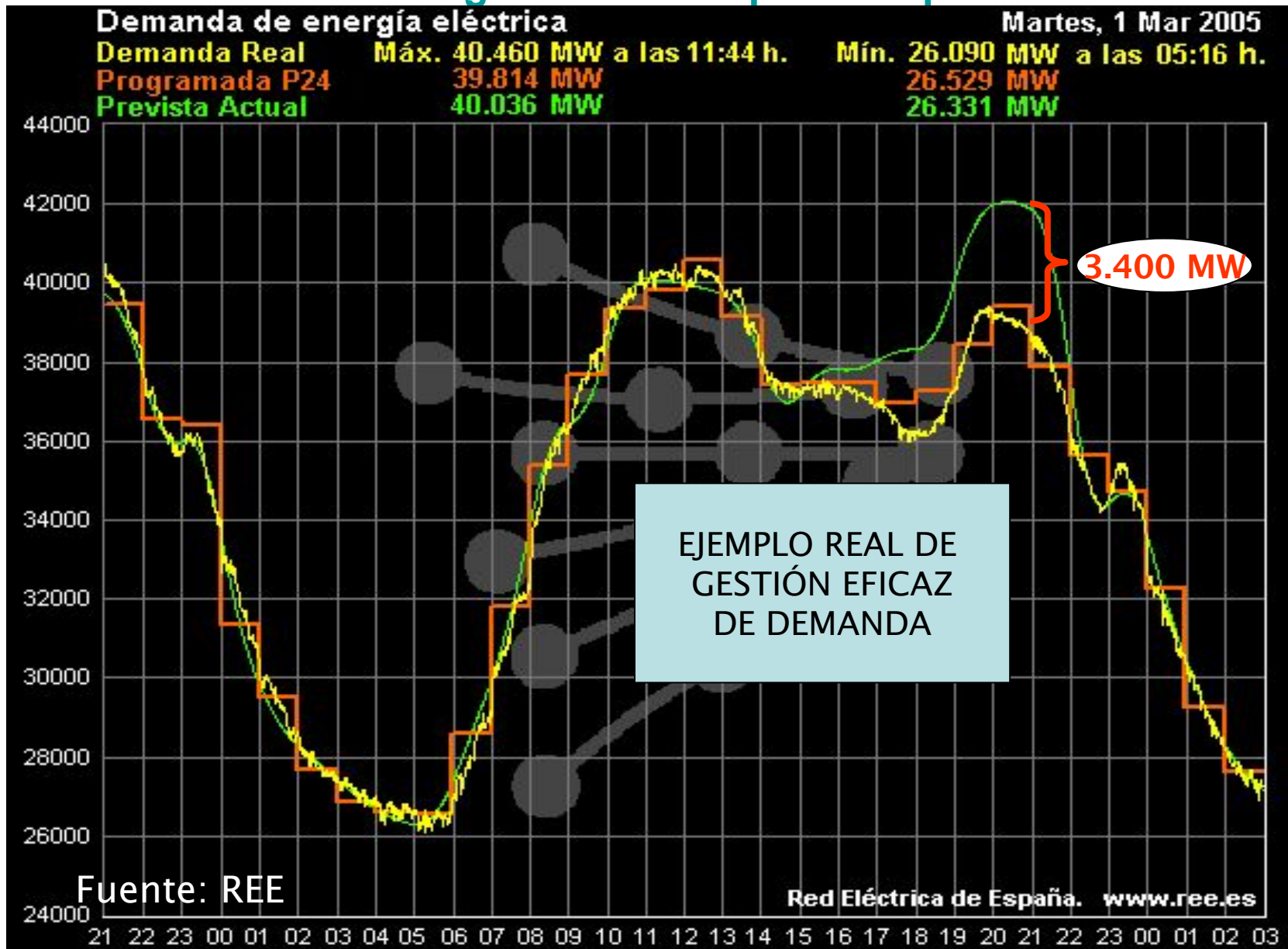
(1) Aplicación a una mitad de empresas de la zona  
 (2) Una por la mañana y otra por la tarde a empresas distintas

# Ese mix y esa demanda van a suponer gestión del sistema compleja



Fuente: REE

## Una imagen vale más que 1000 palabras

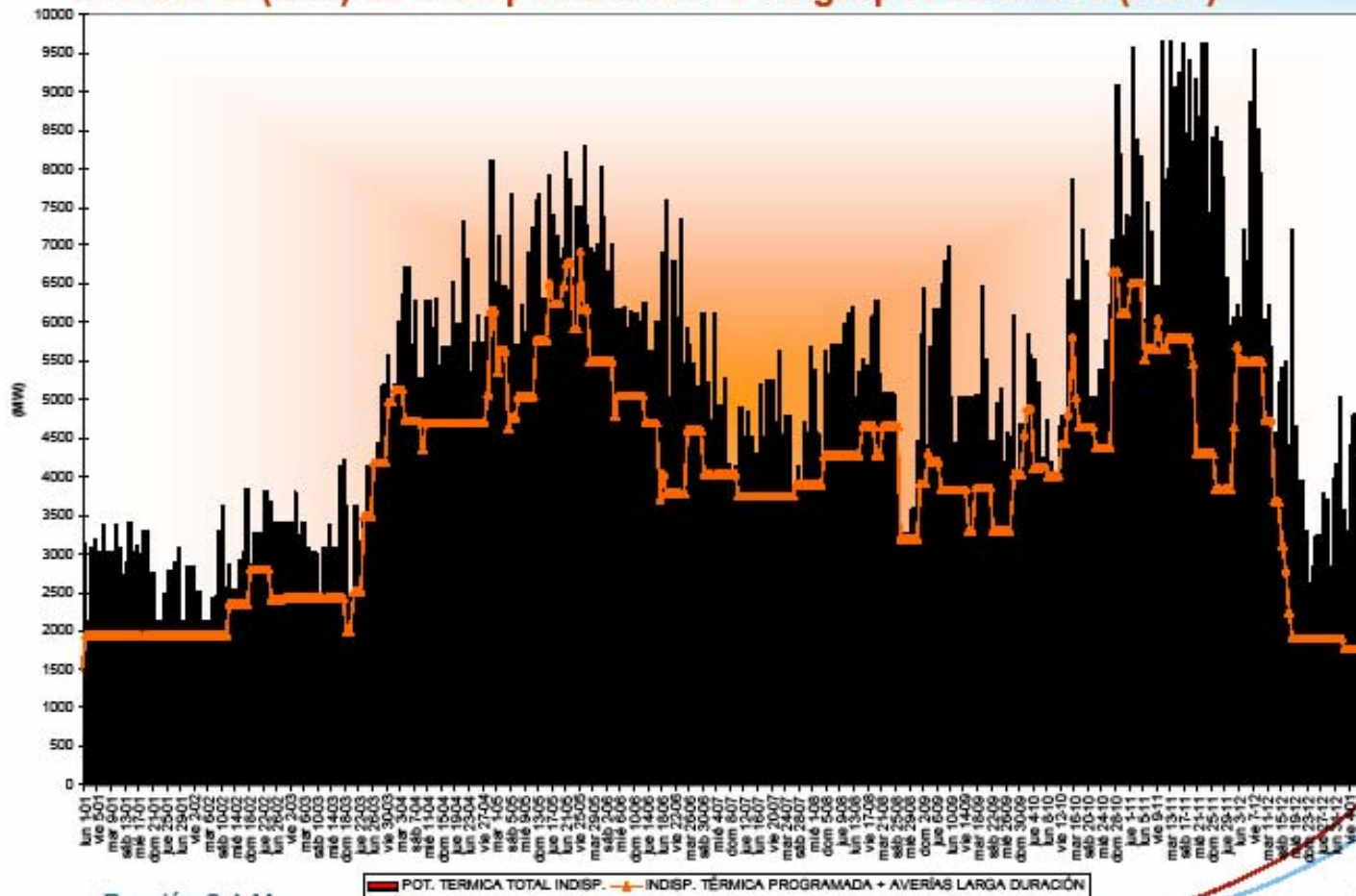


# La variabilidad del viento no es el único problema, en un sistema tan aislado como el nuestro



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

## Evolución (MW) de indisponibilidades de grupos térmicos (PBF)



Reunión C.A.M.

12

## Otra imagen vale más que 1000 palabras



## La experiencia acumulada: Lo que significa dentro de AEGE la gestión de demanda bajo condiciones tarifarias

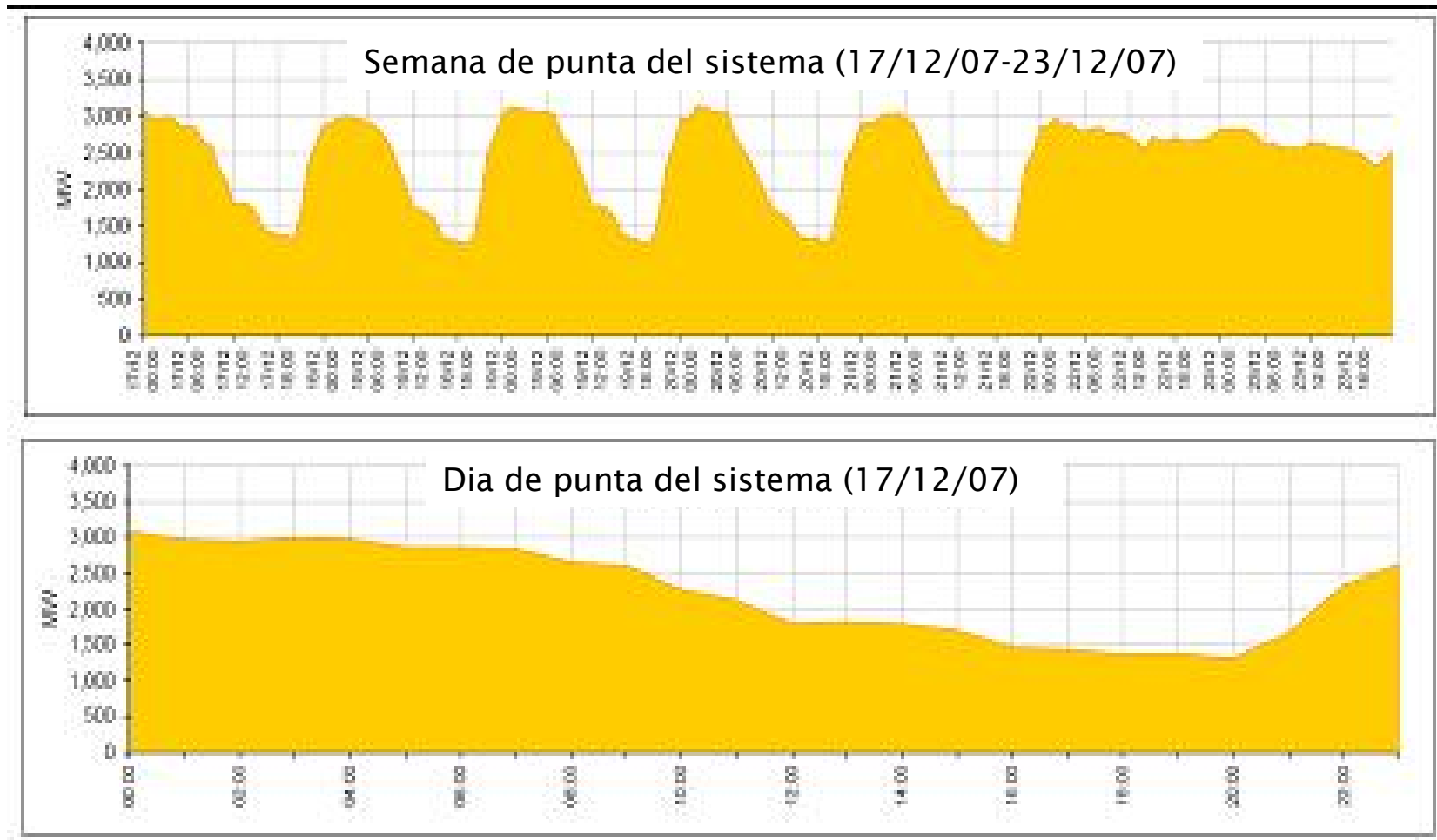
- 4.500 MW de potencia demandada en horas valle
- Demanda en horas punta inferior en 1.500 MW de forma estructural
- 1000 MW interrumpibles de forma instantánea, aunque de corta duración
- 3.500 MW interrumpibles de larga duración, con preaviso
- Capacidad de gestión de energía reactiva bajo demanda
- Nuevas posibilidades en estudio y desarrollo

Las industria básica española lleva 20 años invirtiendo y gestionando en función de las señales de gestión de demanda incorporadas a nuestras tarifas hace 20 años, y proponen seguir haciéndolo,

**POR LO MENOS MIENTRAS EL MERCADO SIGA AISLADO**

**Los 1.500 MW de ajuste de demanda en horas punta bajo señal de tarifa, absolutamente reales, están en riesgo cierto en España al pasar a mercado**

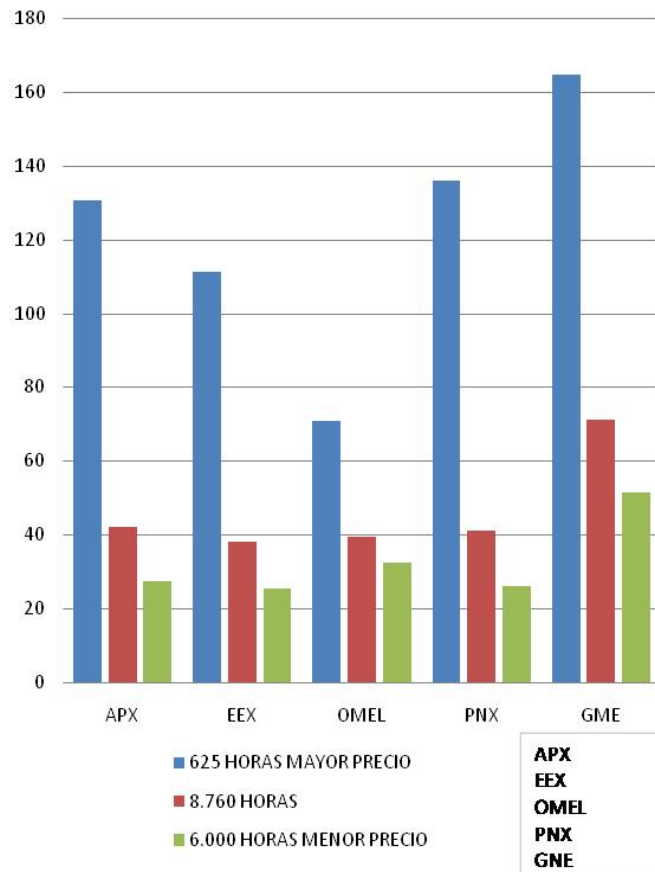
**Potencia horaria demandada por los asociados a AEGE bajo tarifas con señal de modulación**



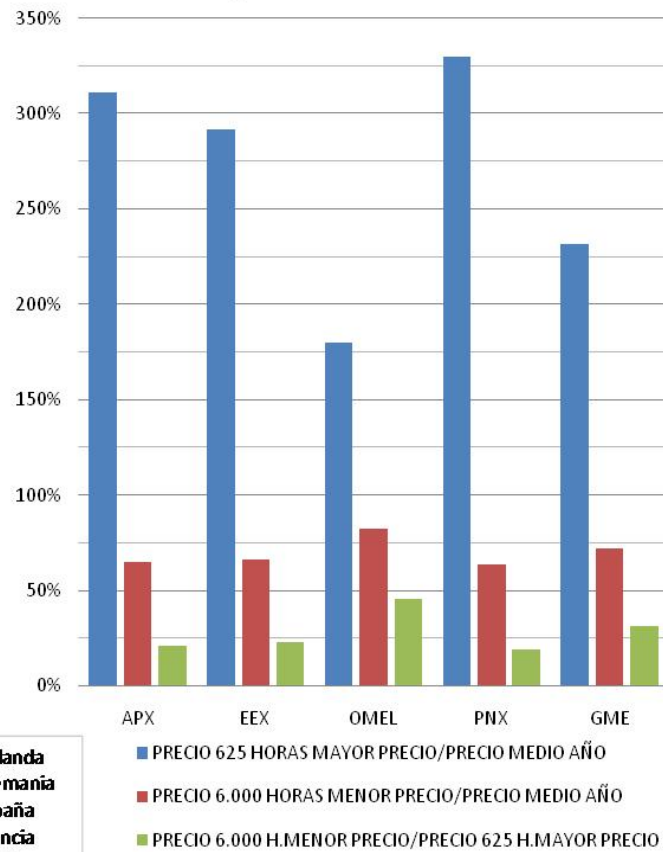
Fuente: REE

## La gestión de demanda: Con estas diferencias de precio desaparecerá la modulación de carga en horas punta

**Precio medio según horas punta, medio y valle de los mercados europeos en 2007**  
€/MWh



**Relación de precios medios según horas en los mercados europeos en 2007**  
% respecto de valores medios

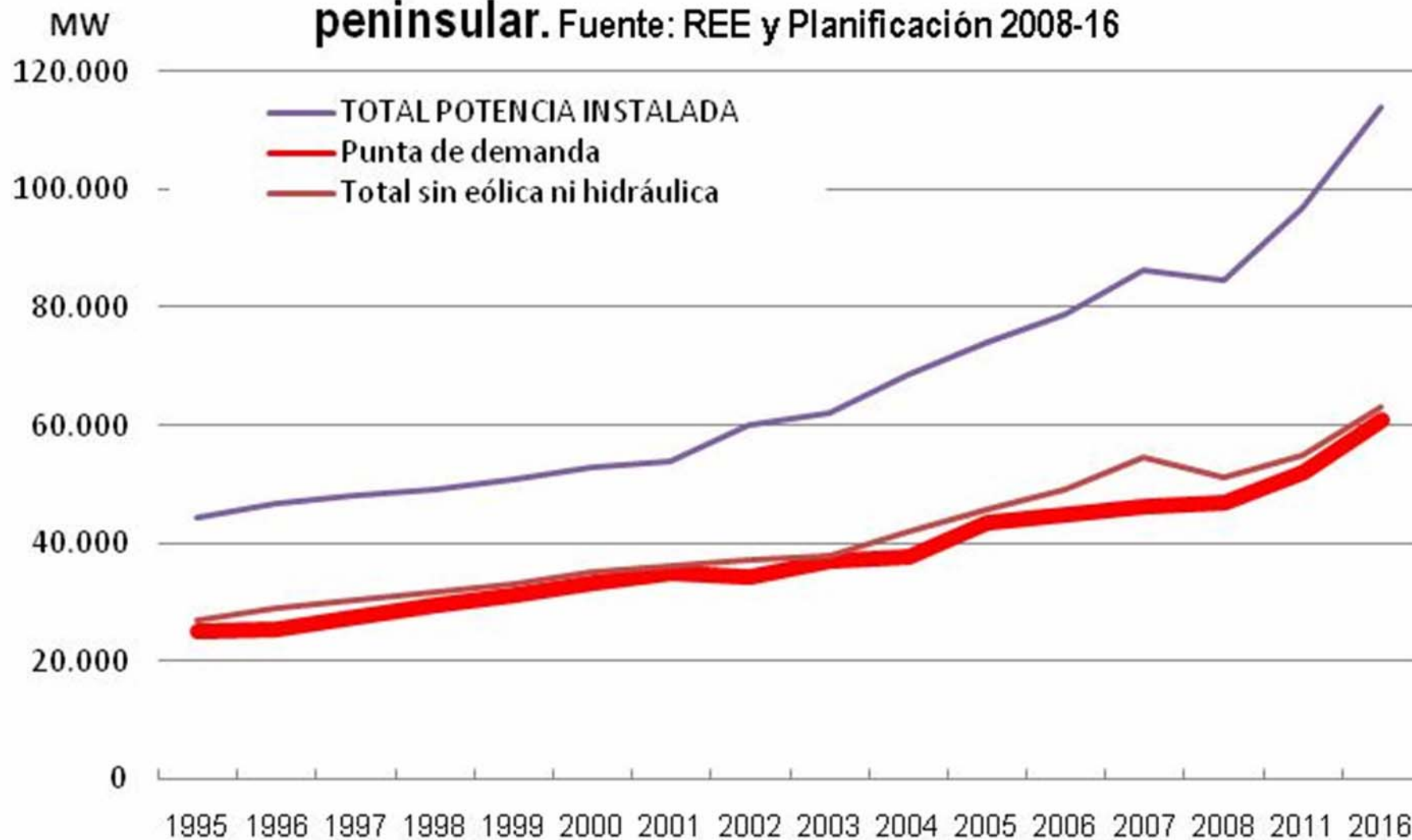


La diferencia de precio entre valles y puntas en el mercado español no financia el coste de bajar potencia en horas punta y perder producción y ritmo

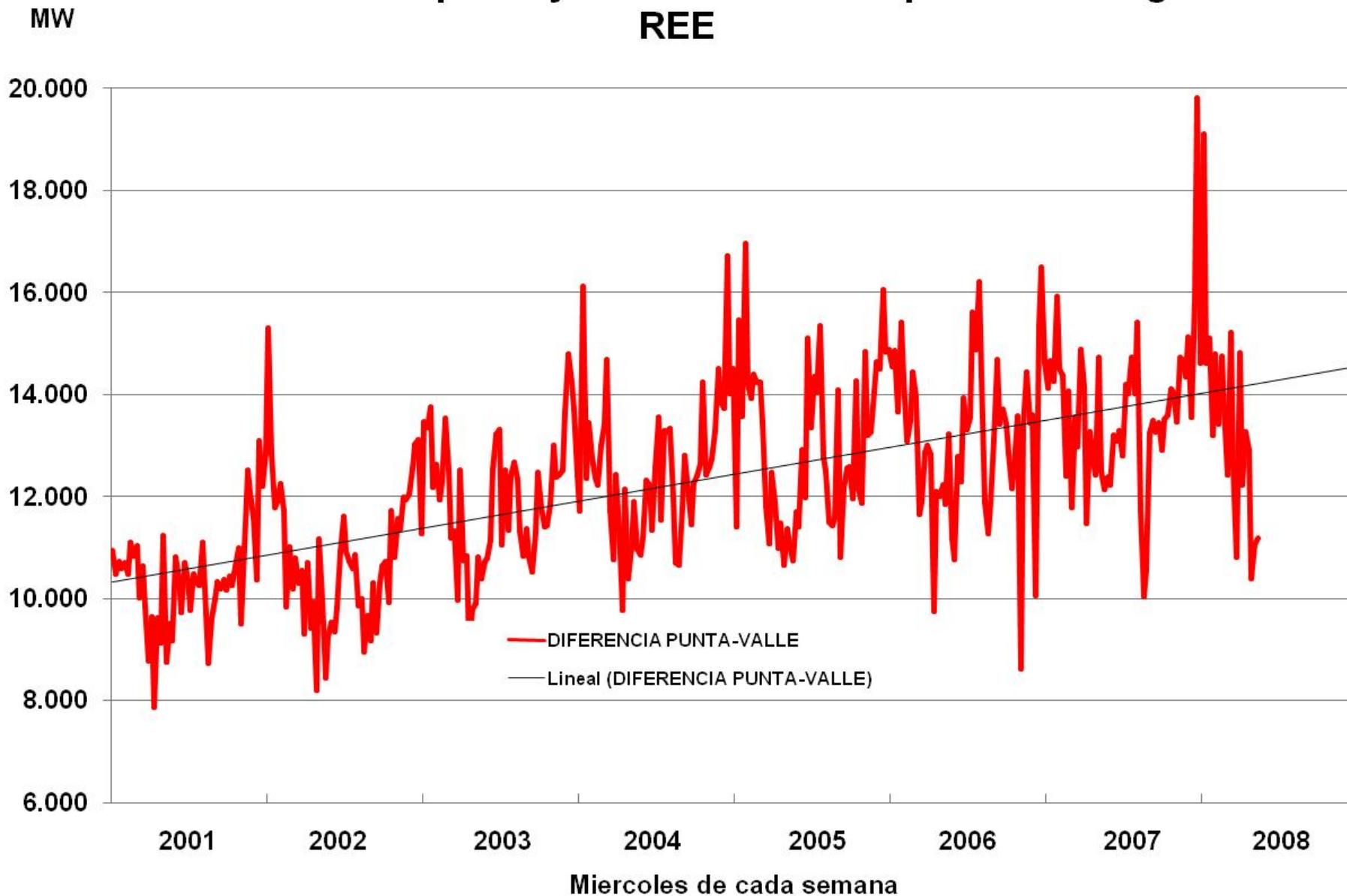
Sin embargo, en mercados más de ajuste, como el holandés, ya se está haciendo de manera "natural"

Si en España queremos mantener nuestra experiencia y aportación al achatamiento de la curva de carga, habrá que conseguir que OMEL se asemeje a los demás, o crear un mercado específico adicional, en principio regulado

## Evolución de la potencia instalada en el sistema peninsular. Fuente: REE y Planificación 2008-16



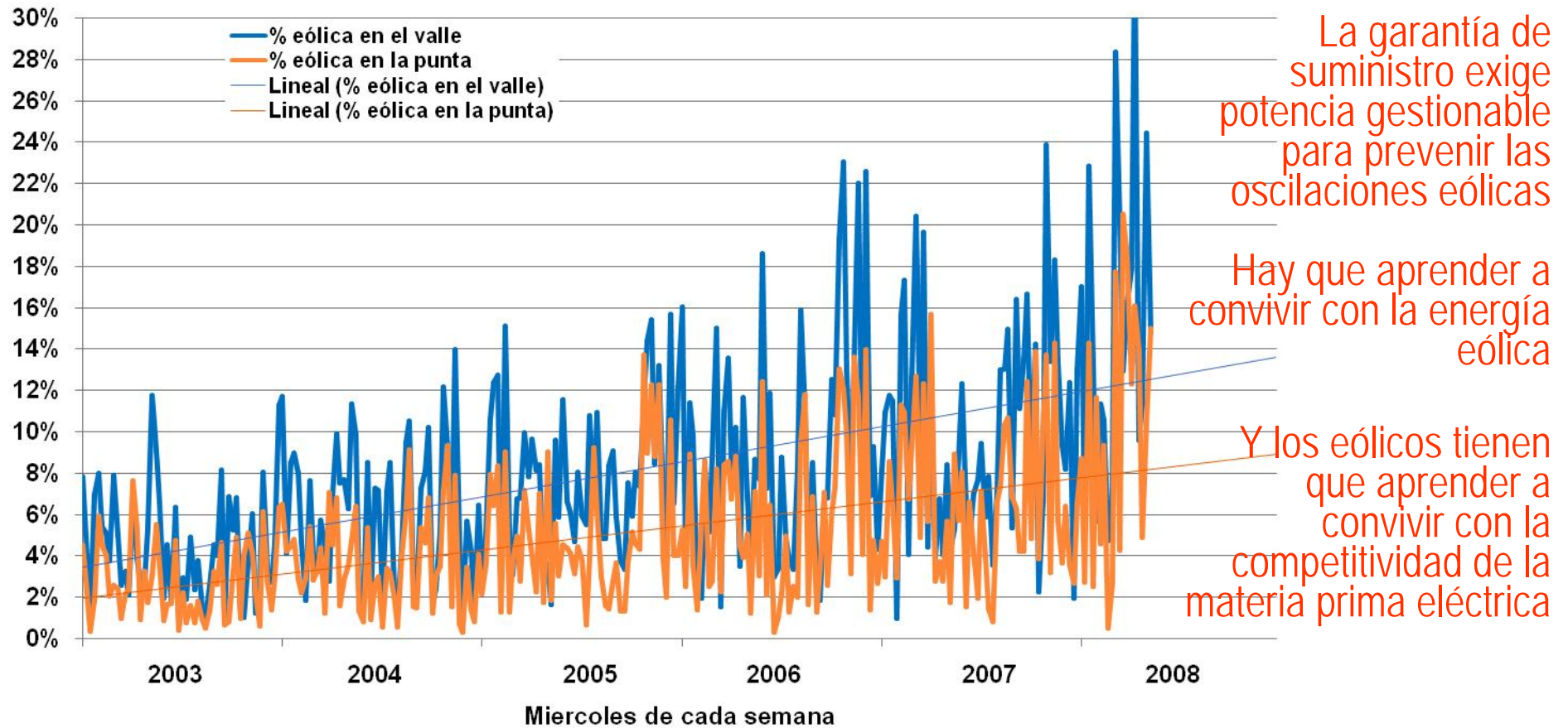
**Diferencia entre punta y valle de demanda peninsular según REE**



# La parte eólica va a ser cada vez más fundamental, pero no se deben ignorar sus limitaciones

## Energía eólica

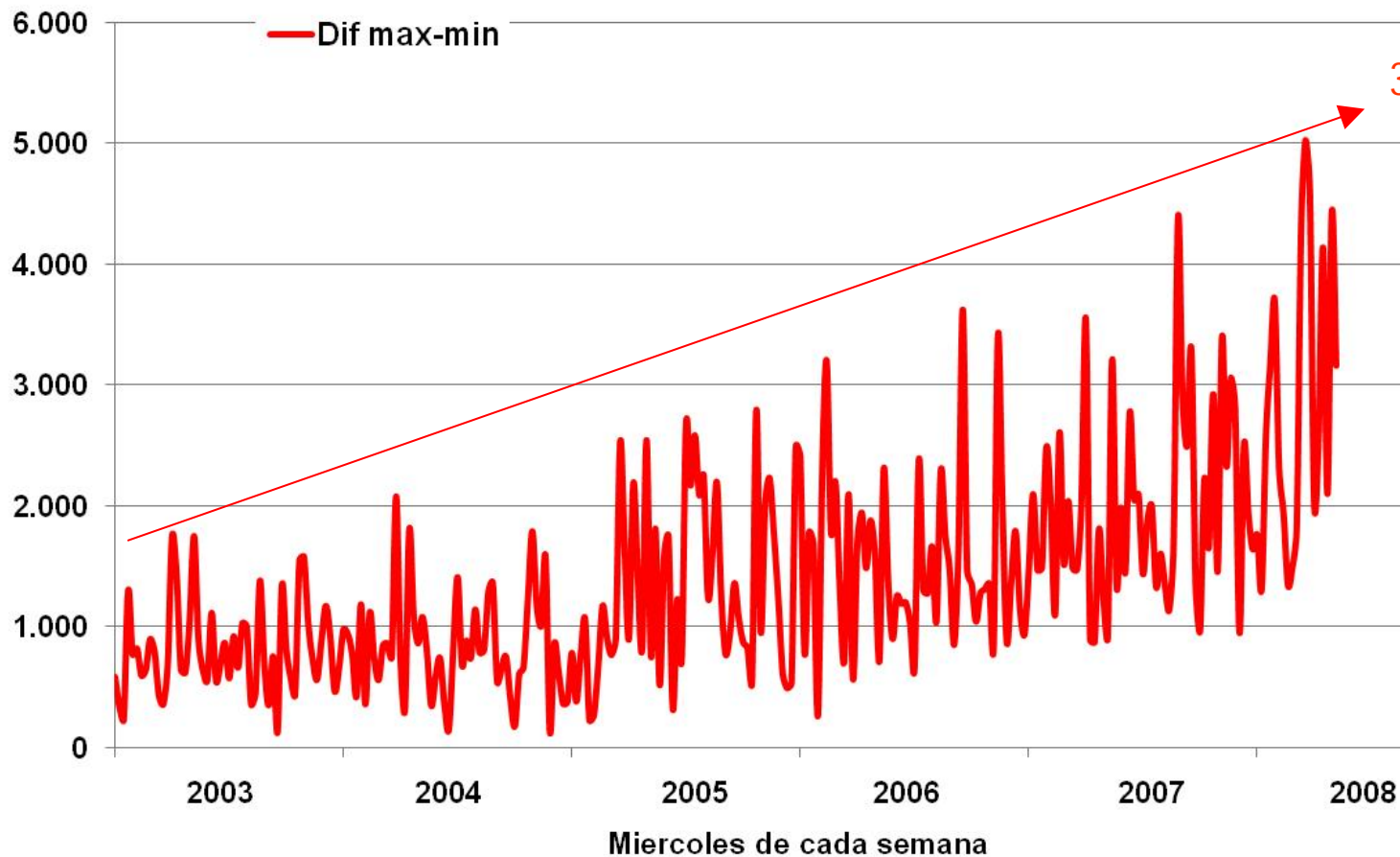
MW % aportado en la punta y en el valle según REE



# La parte eólica va a ser cada vez más fundamental, pero no se deben ignorar sus limitaciones

## Energía eólica.

### Diferencia diaria entre generación máxima y mínima según REE

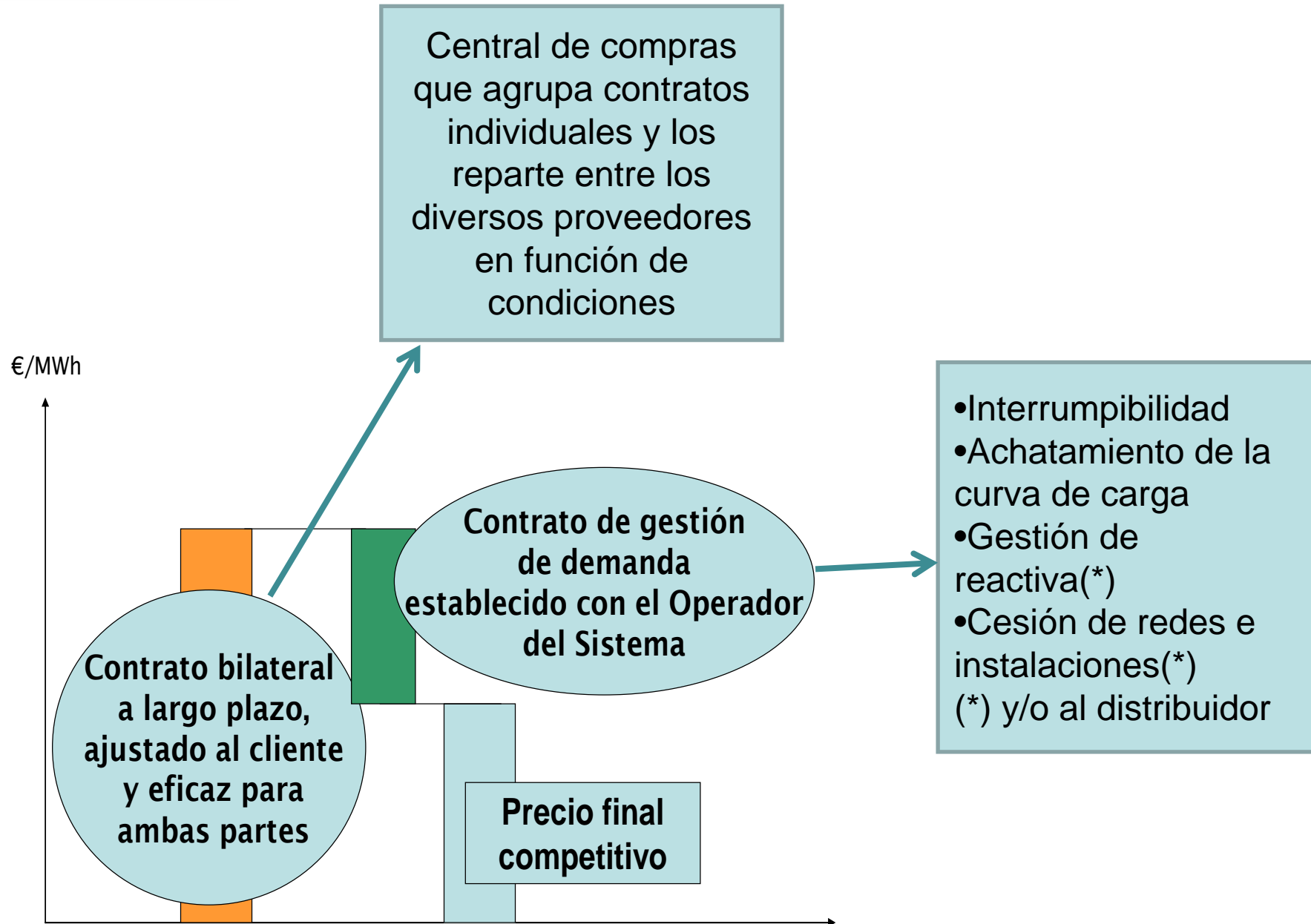


Quando la eólica instalada llegue a los 30.000 MW, ¿sabremos gestionar oscilaciones equivalentes a 10 nucleares en pocas horas?

Aunque REE aprenda a hacerlo, ¿tendremos capacidad de redes suficiente?

Otra dificultad: El país no cuenta con almacenamientos subterráneos de gas mínimamente suficientes,

## Propuestas ya más concretas



## Las cinco soluciones europeas, con nombre y apellidos

Finlandia: TVO: 15 TWh. Planta nuclear propia  
 Precio de referencia: 30 €/MWh

Francia: Exeltium: 32 TWh. Planta nuclear  
 "alquilada" con contratos a muy largo plazo

Precios: Algo más caros que los finlandeses, pero a años-luz de los marginales cortoplazo

Bélgica: Blue Sky: 14 TWh. Base nuclear

Alemania: RWE 900 MW Subasta a 28 años

España: Fortia: 22 TWh. Imposible, por ahora, una opción nuclear total

**Precio final necesario: Competitivo con los anteriores**

Por eso hemos propuesto al Gobierno una solución puente, el doble contrato a largo plazo, de energía con los proveedores y de servicios con el Operador del Sistema.



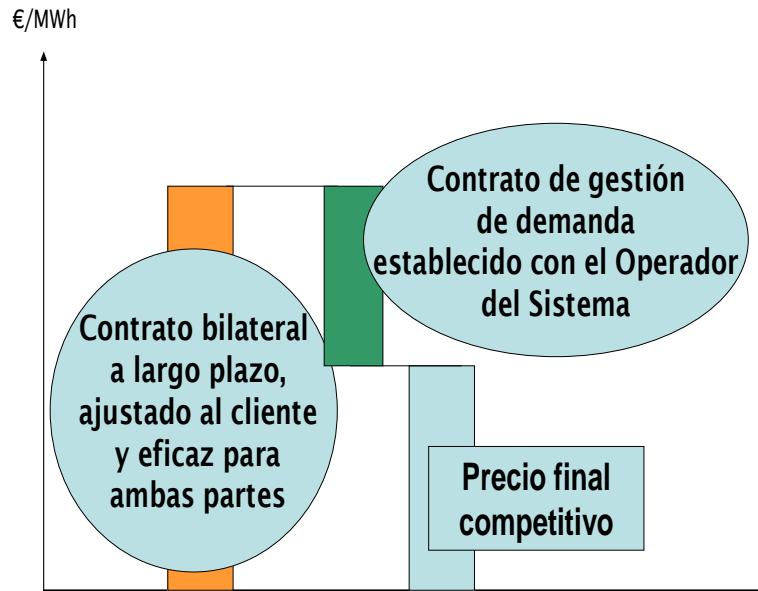
Estamos trabajando con el objetivo de conseguir contratos "win-win" con los proveedores

Dado el entorno, también aquí será necesario el pleno apoyo de las Instituciones

No hablamos de ayudas o subvenciones, sino de convencimiento y reconocimiento de la magnitud del desafío

## En definitiva: Nuestro país va a seguir necesitando soluciones energéticas específicas, y las tenemos

- El mercado eléctrico UE tardará en llegar
- Cada país está buscando soluciones específicas
- España es un país específico, a medio camino entre los desarrollados y no, entre los ricos y no, y sin ninguna facilidad energética
- La opción renovable es valiente y, probablemente, muy acertada, pero a corto plazo cara
- La opción nuclear no parece posible en España de forma inmediata, pero no se debe renunciar a ella
- Nuestro aislamiento respecto del resto de la UE por los Pirineos y la opción renovable configuran dos problemas simultáneos, difícil gestión del sistema y precios no competitivos en nuestro mercado regional
- La garantía de suministro y la competitividad son sagradas
- Resolvamos ambos problemas bajo una solución común:
  - Contratos largo plazo con precios relacionados con costes de generación más gastos de gestión, como en otros países UE
  - Compromiso de la industria básica con la seguridad del sistema



**PARA CONSEGUIR EN LA ESPAÑA ENERGÉTICA QUE HEMOS DECIDIDO:**

- Precios competitivos de la materia prima eléctrica, hasta que el mercado eléctrico UE sea una realidad
- Con ello, seguir garantizando 250.000 empleos
- Y un sistema eléctrico más seguro y eficiente con nuestra colaboración que sin ella

**...pero la OM tarifas a partir de 1 de julio supone parar lo avanzado y, desde luego, un quebranto fuerte la competitividad industrial del país...**

...seguramente porque que no es realista pensar que 25 años de marco estable traducido en muchas y complejas tarifas, complementos y casuísticas a las que se han ido sometiendo 80.000 empresas se pueden rehacer, sin más, con una orden ministerial de...

2 Artículos  
9 Disposiciones adicionales  
4 Disposiciones transitorias  
1 Disposiciones derogatorias  
3 Disposiciones finales

**En resumen: En AEGE no consideramos imprescindible la prórroga de las tarifas, pero también nos parece que no hay solución sin...**

- Apuesta común de proveedores, consumidores, reguladores y G<sup>o</sup>, con la mirada puesta en los 20 años próximos
- Decidido el mix de generación, hacer las cuentas de forma que se garanticen a la vez seguridad de suministro del servicio y competitividad de la materia prima
- Las cuentas deben servir, también, para establecer el paso desde el mix actual hasta llegar al que se plantee como óptimo
- Los errores de diseño "a corto" no pueden debilitar ni la seguridad para el ciudadano ni impedir que la industria consumidora seguir invirtiendo
- Dada la tendencia actual de los modos de contratación, crear condiciones regulatorias y de relación que favorezcan la contratación de energía eléctrica y gestión de demanda a muy largo plazo
- Dada la situación española, el peso de las renovables, su competitividad y sus condiciones de seguridad de suministro, es necesario partir de la prórroga de vida útil de las nucleares españolas, siempre contando con el CSN
- A partir de ahí, compromiso de todas las partes, porque todos somos necesarios e importantes

**Muchas gracias a todos**  
**[javier.penacho@aege.biz](mailto:javier.penacho@aege.biz)**