

aege

asociación de empresas con gran consumo de energía

LIBERALIZACIÓN Y COMPETITIVIDAD DE LA MATERIA PRIMA ENERGÍA

SEDIGAS

Madrid, 8 de mayo 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

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
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

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 creó un mercado irreal sobre otro, el eléctrico, todavía no eficiente

3) Todo el sector eléctrico se lanzó por lo que quedaba, 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

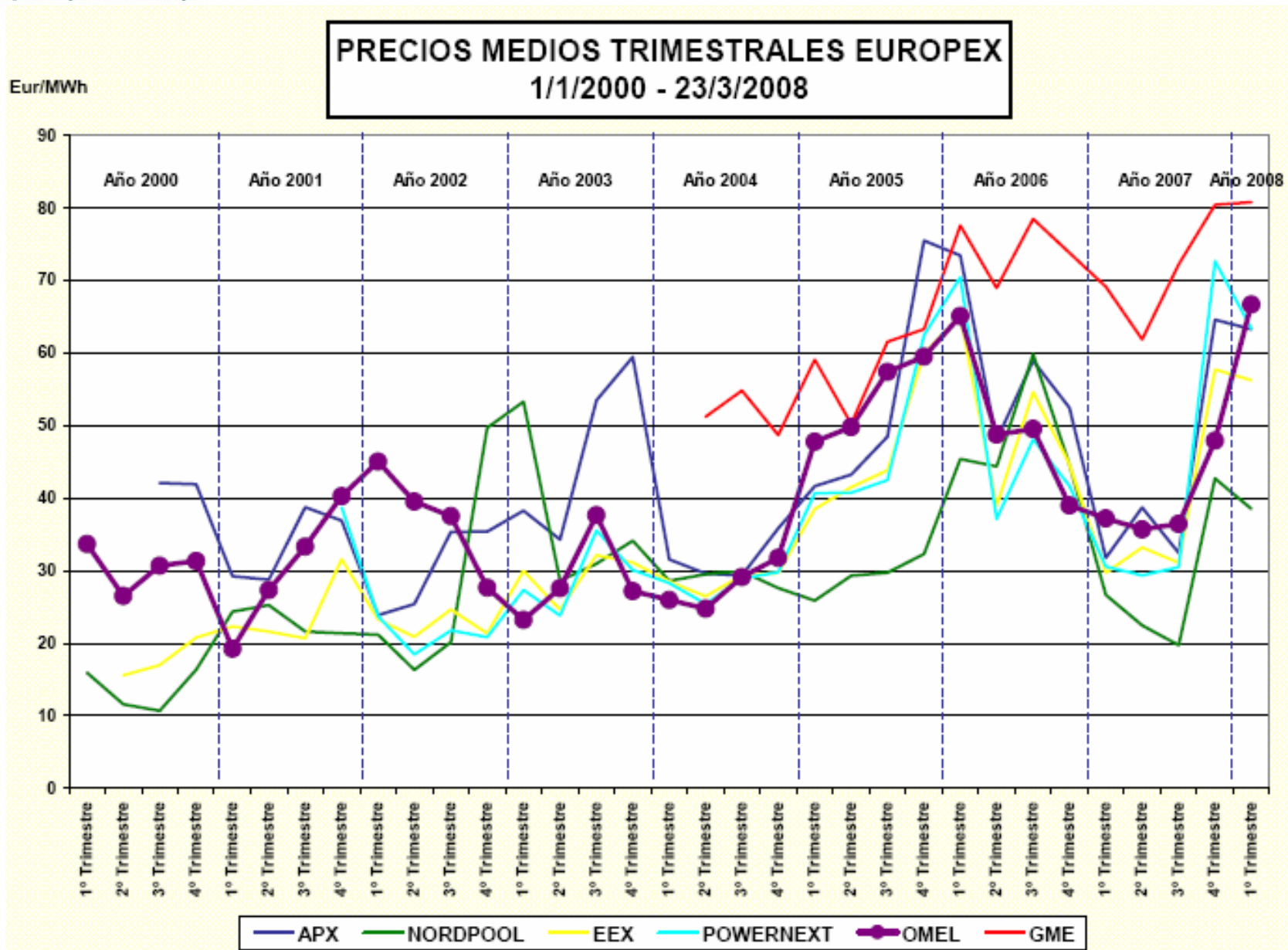
Se inician las concentraciones supranacionales de las eléctricas, con excepcional aparato político y mediático

La aparición de mercados regionales va en contra de los Tratados fundacionales europeos

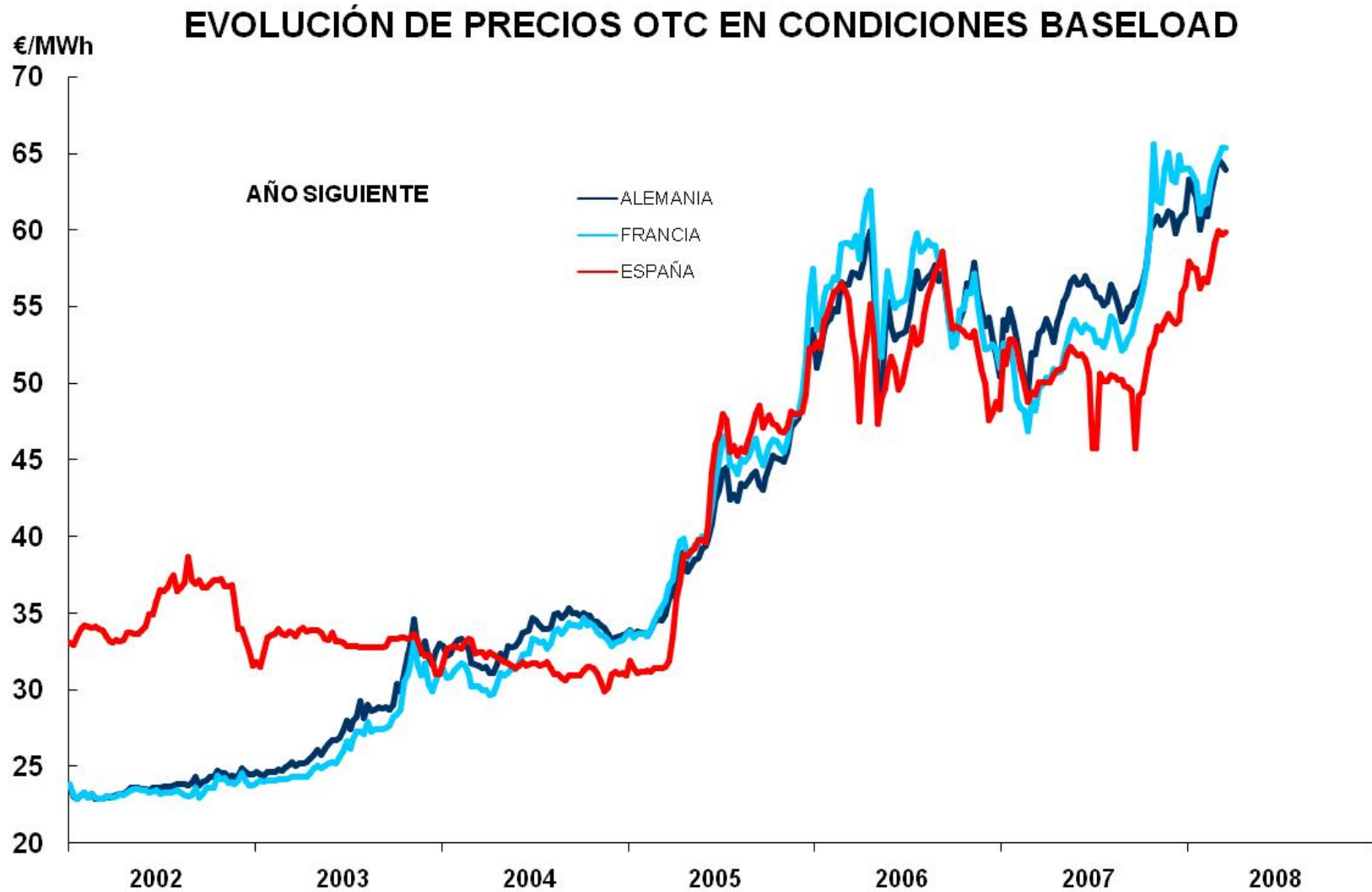
Bruselas propone “el III Paquete”

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

El servicio y la materia prima bajo mercados

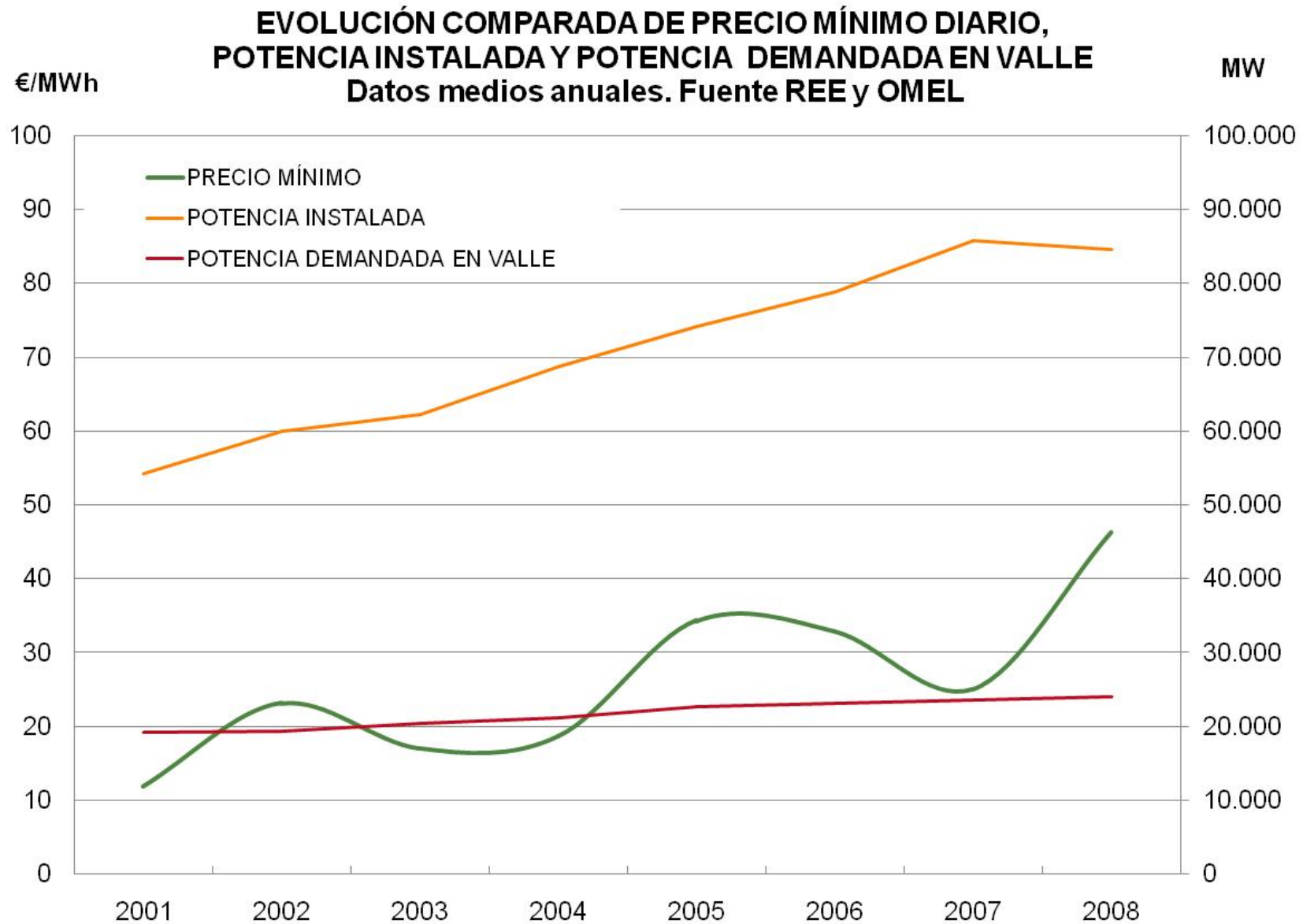


Fuente:Omel



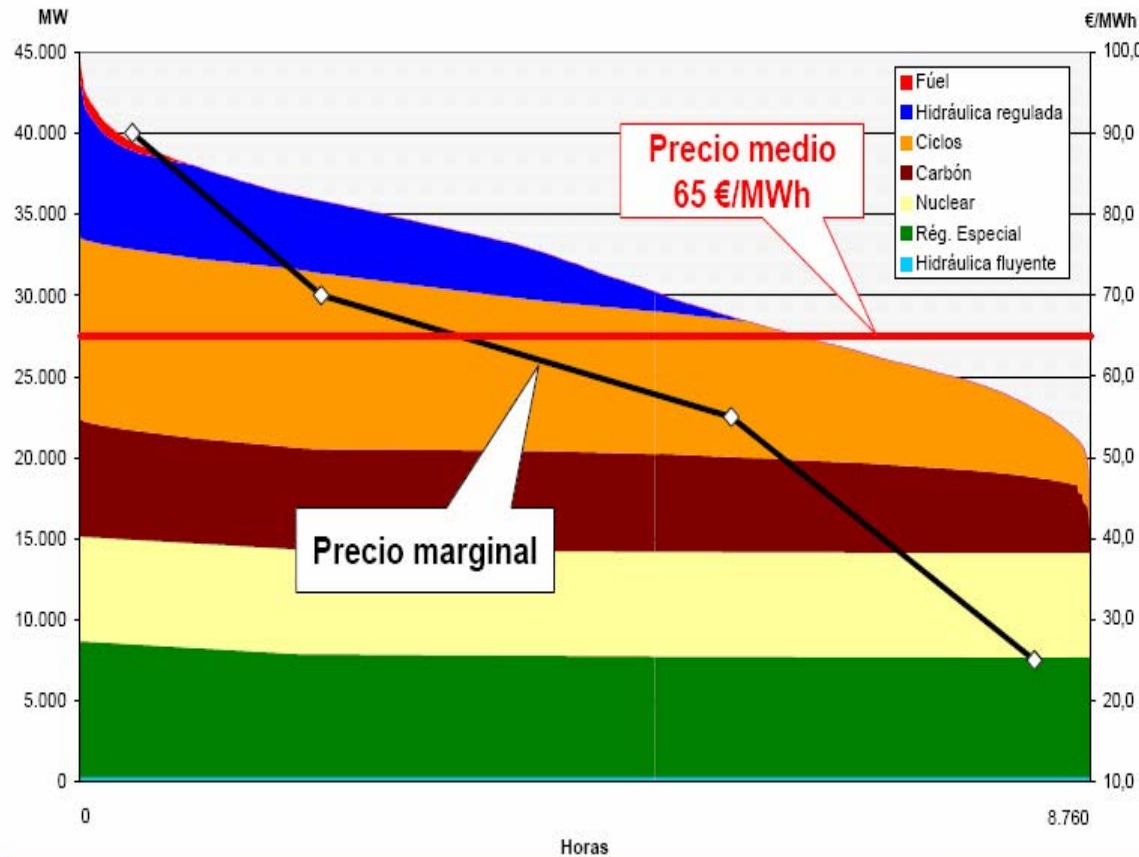
Fuente: Platts

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



Los proveedores lo justifican por la vía marginal, pero...

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 se duplicase el peso de carbón y nuclear?

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

Es inconcebible que se asuman mercados regionales como resultado de una liberalización UE, pero la realidad es que:

- el “servicio eléctrico” es sagrado, y los gobiernos no parecen dispuestos a “abandonarlo” al mercado
- es cada gobierno el que interpreta a los ciudadanos y condiciona-define el mix de generación
- el precio marginal lo fija la tecnología entrante, pero no la que decide el mercado, sino la decidida por la sociedad-gobiernos

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

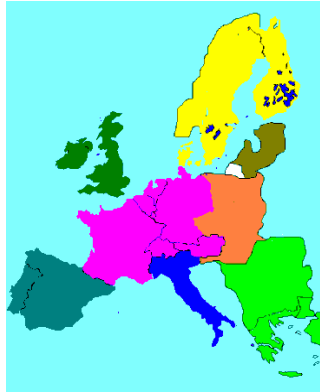
- El retorno de sus costes es seguro. A veces algo tarde, pero seguro

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

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, negociadas con los proveedores con el apoyo de los respectivos gobiernos



Finlandia: TVO-15 TWh

- Participación accionarial en la siguiente nuclear que se está instalando en el país.
- Planta en construcción avanzada.
- Precio de referencia: menos de 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: $\approx 35\text{€/MWh}$

Bélgica: Blue Sky-14 TWh

Mensaje alto y claro que perciben el resto de competidores europeos: O consigo precios de nuclear, o tendré dificultades “regionales” para competir.

BALANCE DE ENERGIA ELÉCTRICA PENINSULAR

Año hidráulico: Potencia año seco, generación año medio

Fuente: Planificación 2005-2011

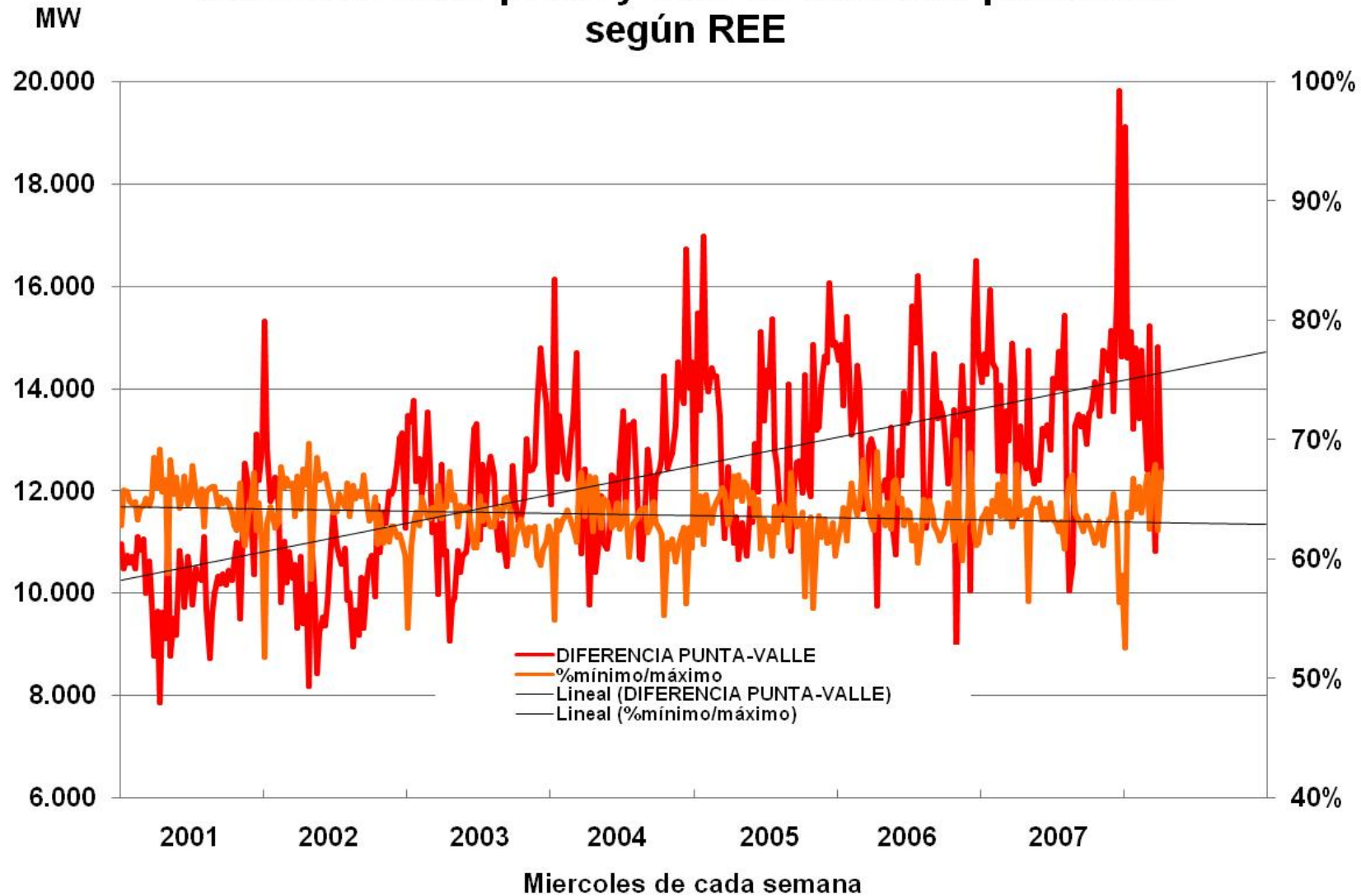
Fuente: Planificación 2008-2016

		2004	2005	2006	2007	2008	2011	2011	2016
Hidraulica+bombeos	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
Termica Nuclear	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
Ciclos combinados	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
Resto Termica Convencional	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
Eólica	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
Resto Régimen Especial	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
Total Producción	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
h/año sin hidraulica		4.422	4.569	3.950	3.863	3.727	3.380	3.505	3.260

Nuestro país también va a necesitar soluciones energéticas específicas

- El mercado eléctrico UE tardará en llegar
- Cada país está buscando soluciones específicas
- Los clientes más vulnerables son las empresas intensivas en energía fabricantes de productos sometidos a competencia global
- España es un país a medio camino entre los desarrollados y no, entre los ricos y no, y sin ninguna facilidad energética, por lo que la opción renovable es necesaria
- Pero la intensidad de la apuesta gas-viento supone el coste mayor de Europa de la nueva potencia instalada, y en un mercado aislado
- Nuestro aislamiento respecto del resto de la UE por los Pirineos supone dos efectos a corregir:
 - Impide que la industria compre fuera a precios competitivos, y de paso forzando competencia en el mercado interior
 - Crea problemas de gestión para los Operadores de Sistema, sobretudo para REE, y debilita la garantía de suministro al ciudadano,

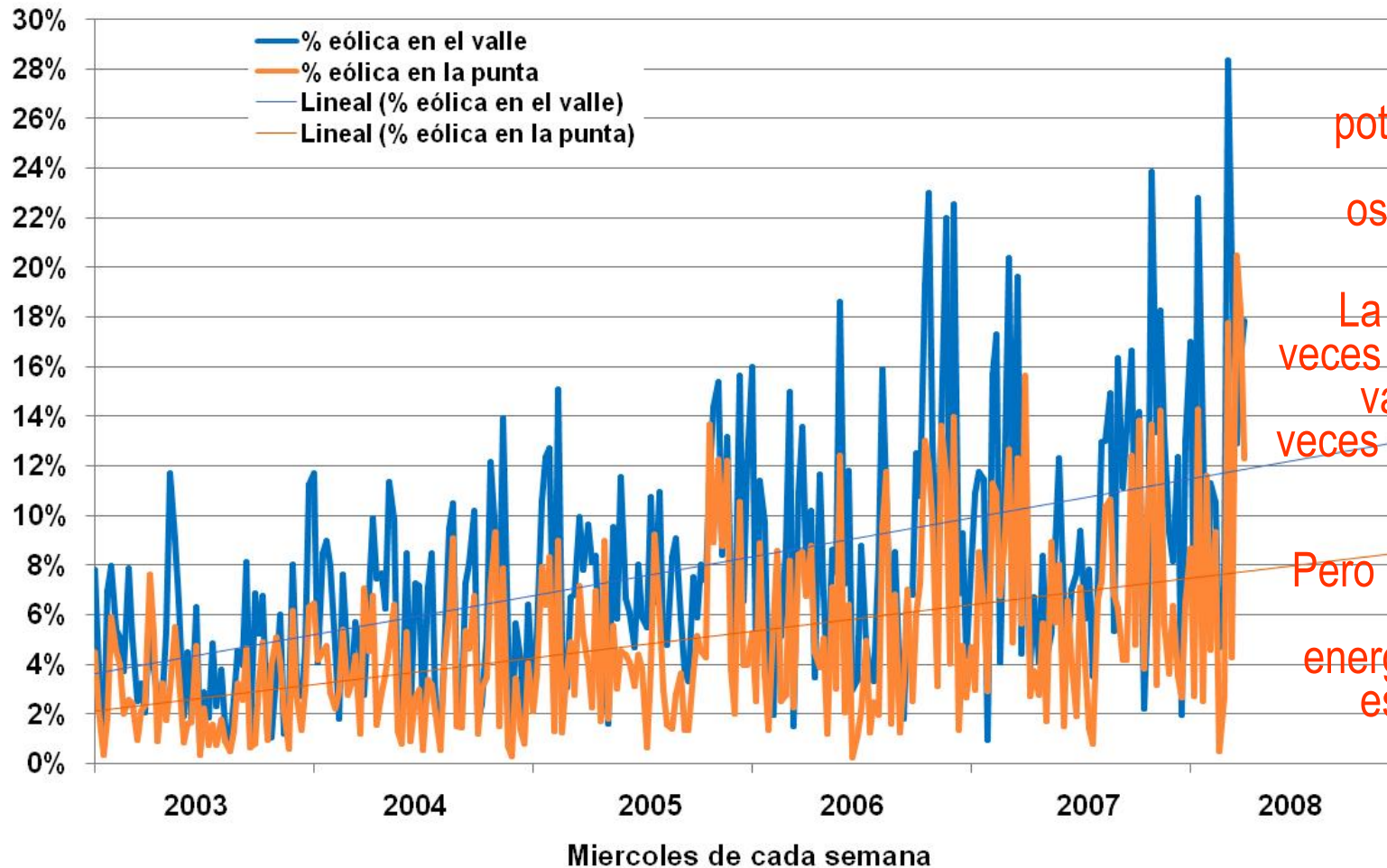
Diferencia entre punta y valle de demanda peninsular según REE



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

Energía eólica

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



La garantía de suministro exige potencia gestionable para prevenir las oscilaciones eólicas

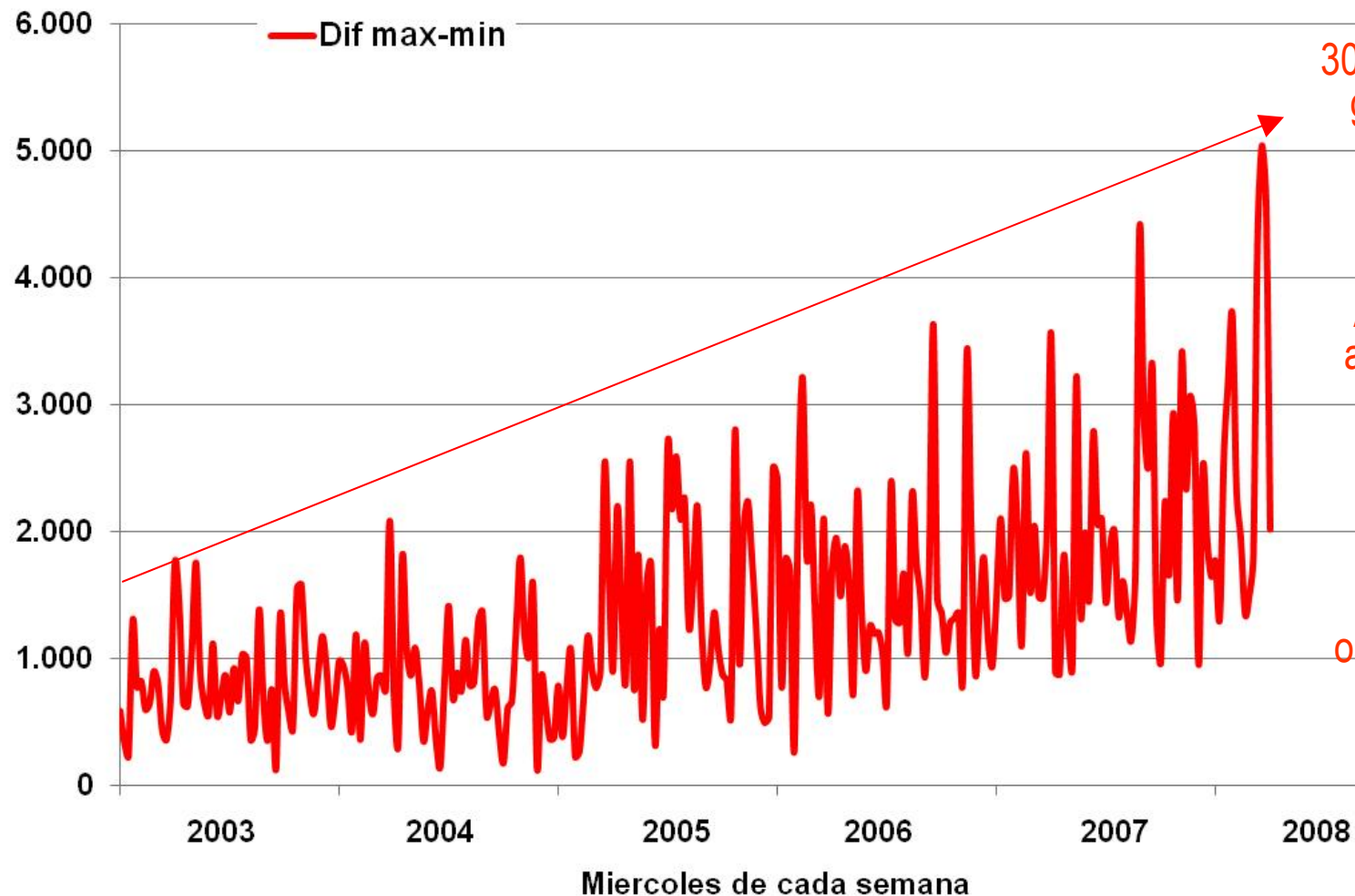
La realidad es que a veces es excesiva en el valle y demasiadas veces casi despreciable en la punta

Pero hay que aprender a convivir con la energía eólica, porque es nuestra apuesta

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

Energía eólica.

Diferencia diaria entre generación máxima y mínima según REE

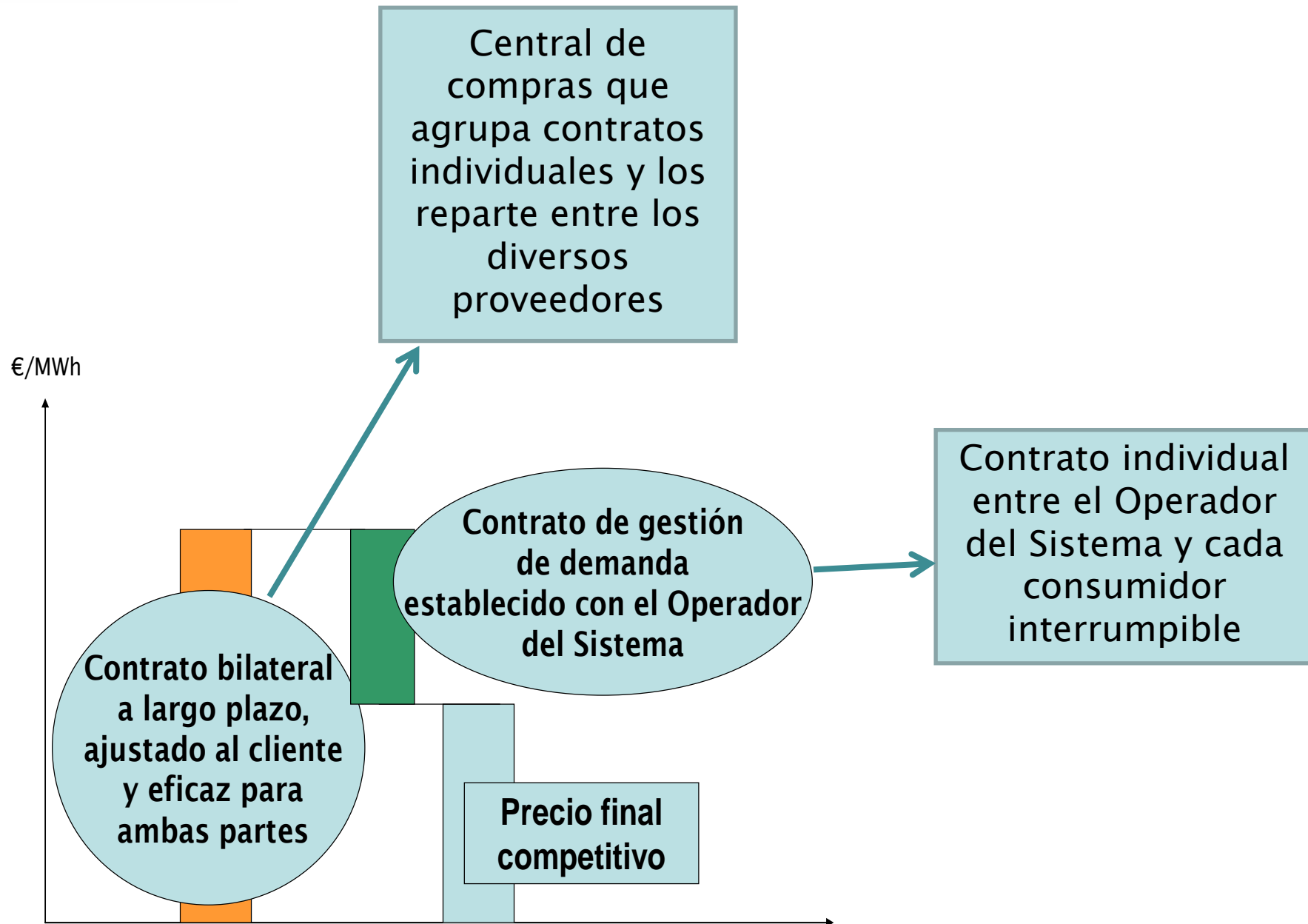


Quando la eólica instalada llegue a los 30.000 MW, ¿sabremos gestionar oscilaciones equivalentes a 10 nucleares en pocas horas?

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

Otra dificultad: es que es el gas el compensa las oscilaciones del viento, en un país sin almacenamientos de gas mínimamente suficientes

Tras las reflexiones, las propuestas



La fórmula de doble contratación, agrupada la de la energía eléctrica e individual la del servicio al sistema, responde de forma pragmática a cinco realidades locales

- El parque de generación español, sea como sea la fórmula de mercado, es más caro en coste medio que muchos europeos, sobre todo en las aportaciones de nueva potencia
- Es imposible importar electricidad desde donde esté más barata, porque la interconexión es prácticamente nula a efectos de contratación bilateral
- La opción de generación con mucho peso de energías no gestionables y las dificultades para nuevas líneas suponen un cuadro de dificultad importante para el operador del sistema en condiciones de sistema aislado
- Las mismas multinacionales que han apostado por las soluciones finlandesa y francesa, contratando a partir de generación nuclear propia o “alquilada”, no pueden plantearse en España, pero ese es precio que obtendrán a largo plazo sus filiales allí
- La industria básica española tiene 25 años de experiencia de colaboración con el sistema

Aunque la fórmula española sea distinta, el objetivo sigue siendo conseguir precios finales comparables

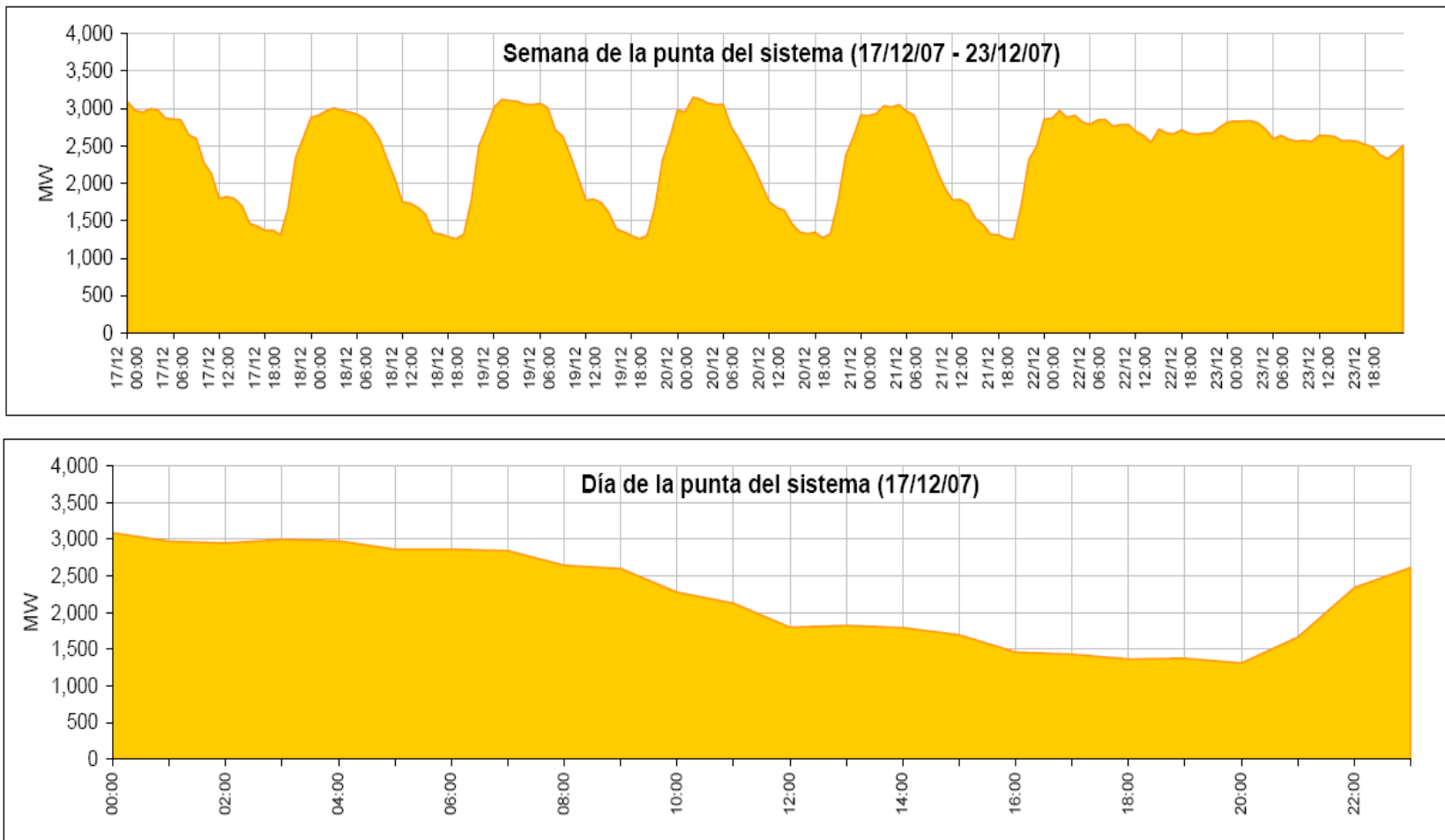
La experiencia acumulada: Lo que significa dentro de AEGE la gestión de demanda bajo condiciones tarifarias

- 4.500 MW de potencia contratada en horas valle
- Demanda en horas punta inferior en 1.500 MW de forma estructural
- 4.500 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

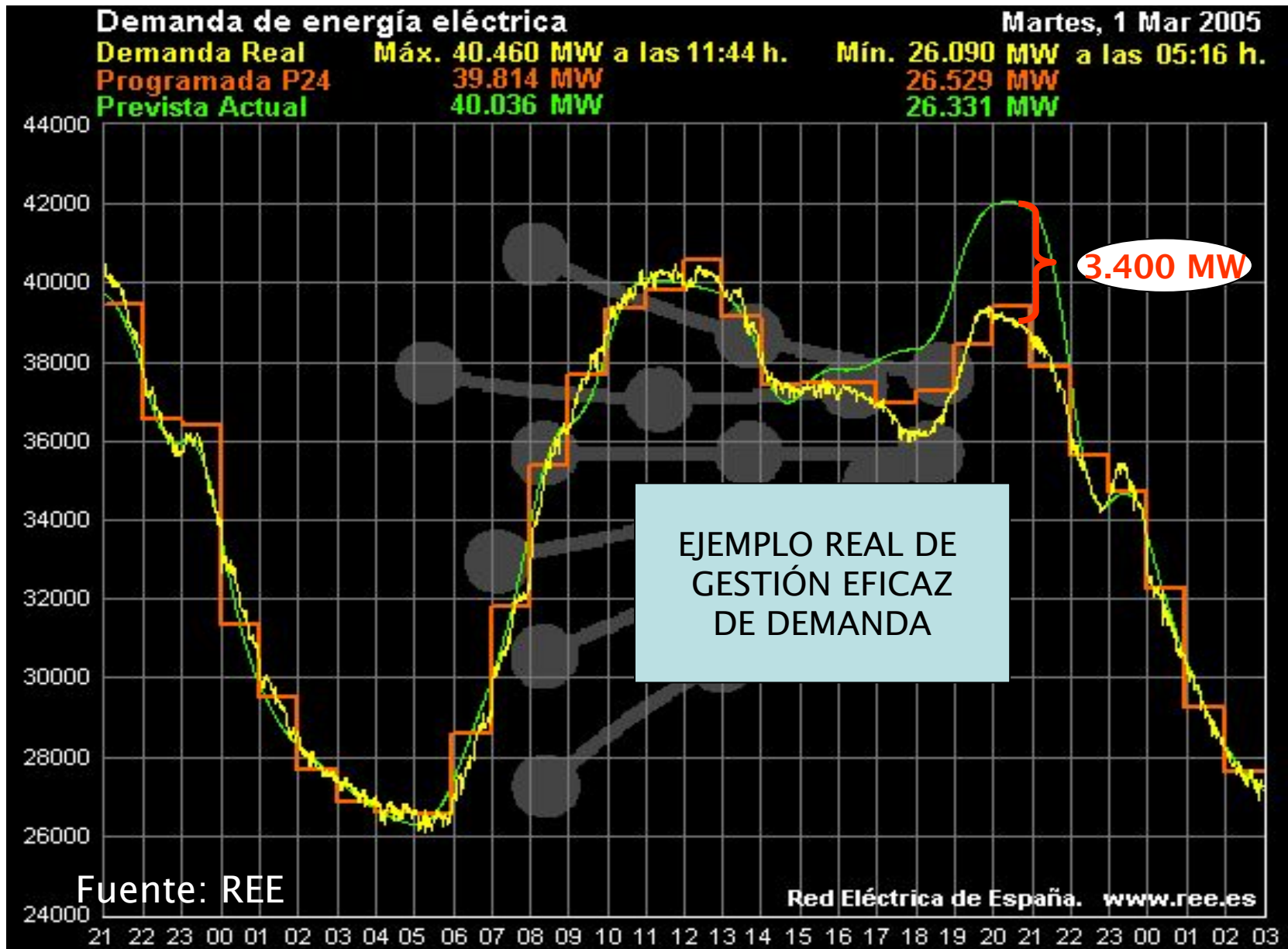
Las industria básica española lleva 20 años invirtiendo y gestionando en función de las señales de gestión de demanda incorporadas a nuestras tarifas y proponen seguir haciéndolo,

POR LO MENOS MIENTRAS EL MERCADO SIGA AISLADO

LOs 1.500 MW modulados a la baja todas las horas punta



Los 3.500 MW interrumpibles de larga duración



Otra imagen vale más que 1000 palabras



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	LEVANTE	33.610/18:54	2004								
	INT C			MURCIA								
11/12/2001	THP		33.890/18:50	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora					
12/12/2001	THP		34.810/18:46	28/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.130/13,26					
13/12/2001	THP	TOTAL	32.200/18:59	29/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.690/13,23					
	INT C											
17/12/2001	THP	TOTAL	35.490/18:53	30/06/2004	VOL	AND-EXTREM	36.950/13,27					
	INT C											
18/12/2001	THP	TOTAL	34.560/18:49	01/07/2004	VOL	AND-EXTREM	36.190/13,25					
	INT C											
19/12/2001	THP	TOTAL	34.560/18:56	02/07/2004	VOL	AND-EXTREM	34.690/13,23					
	INT C											
20/12/2001	THP	TOTAL	33.360/10:50	23/07/2004	VOL	AND-EXTREM	36.700/13,24					
	INT C											
2002				2005								
FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora	FECHA	TIPO	ZONA	POTENCIA PUNTA MW/Hora					
10/01/2002	INT C	ANDALUCÍA	34.010/19:43	01/03/2005	INT B	TOTAL	40.460/11,44					
				21/06/2005	INT C	MITAD NORTE(1)	37900/13:00					
				21/06/2005	INT C	MITAD NORTE(1)	37.870/17,53					
				27/06/2005	INT D	CATALUNA(1)(2)	36.590/12,47					
						INT C CATALUNA(1)(2)						
				28/06/2005	INT C	CATALUNA(1)(2)	36.590/13,05					
						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

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

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.

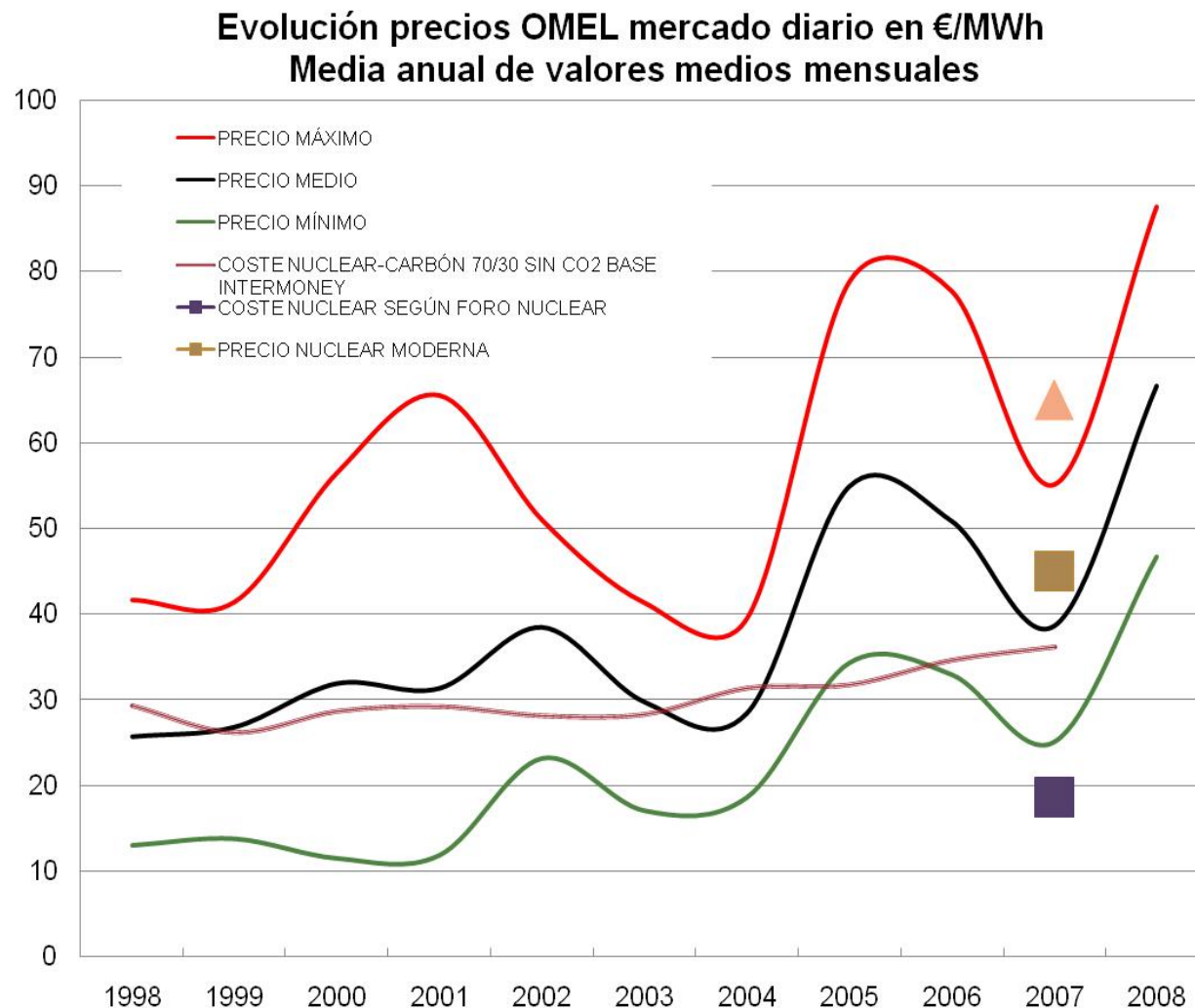


Estamos trabajando con el objetivo de conseguir contratos “win-win” con los proveedores

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

No hablamos de ayudas o subvenciones, sino de precios competitivos con los del resto de soluciones

Precios de referencia para la contratación a largo plazo



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 clientes ganen tamaño y masa crítica

La central de compras se crea con el objetivo de garantizar precios competitivos a largo plazo tras el paso de tarifa a mercado, y ser un agente positivo para la sostenibilidad del sistema

- También en España habrá que aplicar soluciones locales, al menos hasta que la industria española deje de ser consumidor cautivo
- Sólo dejará de ser cautivo cuando se pueda comprar energía eléctrica en Francia, o Finlandia, o Noruega, o Ucrania, o en España, por qué no.
- A ninguna empresa le gusta asumir el compromiso de interrumpir 240 horas anuales directas, y al menos el doble de inducidas, con la consiguiente reducción y desajustes en la producción
- Pero es el coste para conseguir precio eléctrico competitivo con el que obtienen sus colegas situados en el mercado regional de al lado, Francia por ejemplo, pero allí sin esfuerzo de gestión.
- Por eso, la “formula española” debe entenderse como un esfuerzo con horizonte largo, pero no definitivo
- La única opción lógica es partir de la base de que habrá prórroga de vida útil de las nucleares actuales, siempre que se cumplan los criterios del Consejo de Seguridad Nuclear, entre otras cosas porque el coste de generación es menor que el de cualquier otra opción

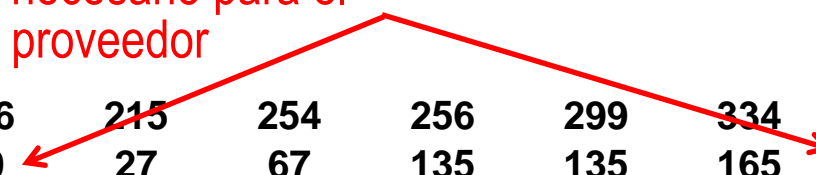
Desde nuestra perspectiva, la situación en gas es menos preocupante que en electricidad, pero...

PREVISIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL

Planificación 2008-2016 en TWh y previsiones de EUROGAS en Mtoe

España	2000	2002	2004	2006	2008	2011	2016	2016/2006	
								Periodo	Anual
Escenario eficiencia									
Convencional				256	302	313	362	41,4%	3,5%
Sector eléctrico				135	119	157	168	24,4%	2,2%
Escenario GTSistema									
Convencional				256	296	354	420	64,1%	5,1%
Sector eléctrico				135	150	172	219	62,2%	5,0%
Media									
Convencional	186	215	254	256	299	334	391	52,7%	4,3%
Sector eléctrico	10	27	67	135	135	165	194	43,7%	3,7%
TOTAL	196	242	321	391	434	499	585	49,6%	4,1%
Ccombinado gas									
GWh/año				63506	65723	76450	78385	23,4%	2,1%
MW instalados				15500	20624	25024	30000	93,5%	6,8%

El consumidor industrial de gas está perdido en este mar, porque ha dejado de ser necesario para el proveedor



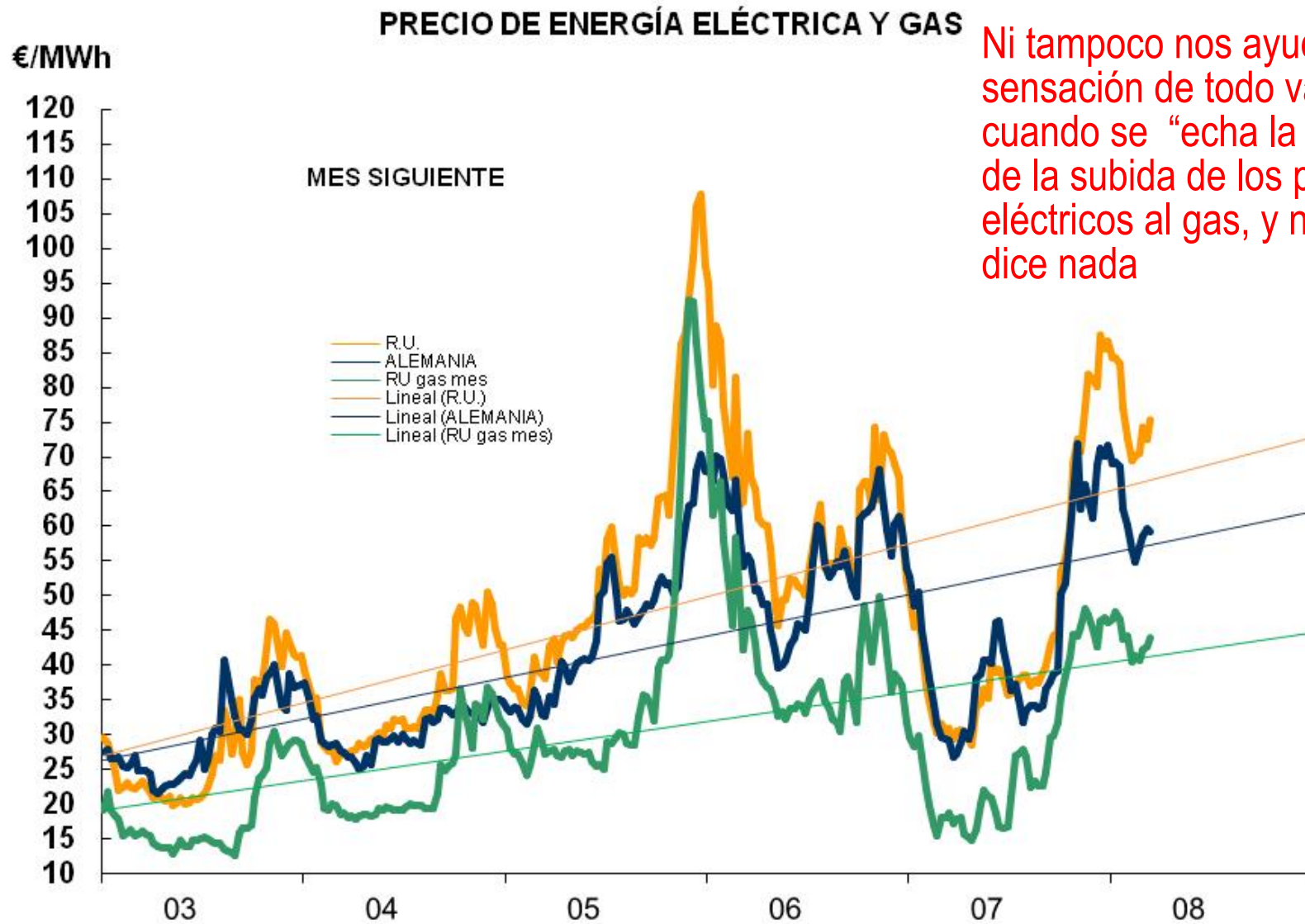
EUROGAS UE 27	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2015/2005	
							Periodo	Anual
Previsiones 2007	438	493	535	578	603	625	22,1%	2,0%

**GAS NATURAL: PREVISIÓN OFERTA-DEMANDA
A LARGO PLAZO EN LA UE15 Y UE27 SEGÚN EUROGAS
Datos en MTOE**

<u>INFORME 2000</u>	UE15	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2015</u>	<u>2020</u>		
DEMANDA		332	392	431	454	471		
Abastecimiento complementario no definido			11	54	102	132		
No definido/demanda			3%	13%	22%	28%		
<u>INFORME 2004-2005</u>	UE15	<u>2003</u>	<u>2010</u>	<u>2015</u>	<u>2020</u>	<u>2025</u>		
DEMANDA		355	436	466	488	500		
Abastecimiento complementario no definido		9	37	104	174	231		
No definido/demanda		3%	8%	22%	36%	46%		
<u>PREVISION 2007</u>	UE27		<u>2005</u>	<u>2010</u>	<u>2015</u>	<u>2020</u>	<u>2025</u>	<u>2030</u>
DEMANDA			438	493	535	578	603	625
Abastecimiento complementario no definido					50	127	171	241
No definido/demanda					9%	22%	28%	39%

No nos ayuda la presión sobre el abastecimiento europeo de la ampliación de la UE, que ha situado a la industria española en una dificultad adicional en su propio jardín, porque ellos tienen tubo y nuestros proveedores barco

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



Ni tampoco nos ayuda esta sensación de todo vale cuando se “echa la culpa” de la subida de los precios eléctricos al gas, y nadie dice nada

Un CCombinado de 400 MW, funcionando a su régimen de diseño, consume más que el mayor consumidor industrial de gas en España (salvo uso para fertilizantes)

Ese mayor consumidor industrial no es nada en el mercado mundial de gas porque, aunque pertenezca a una multinacional, en España está sometido a la lógica del GNL sin posibilidad de almacenar “su” gas

Para los proveedores locales cualquiera de los 50 “clientes” ciclo combinado parece más importante, seguramente porque permiten apurar el ingreso marginal desviando un barco a Texas o a Japón cuando el precio se pone a tiro

El cliente industrial sufre por partida doble: en el gas, inseguridad y presión anormal de lo marginal en el precio, y en energía eléctrica más motivos de subida para esa referencia de precio, ayudada por esa central parada esos días

No hablo de ilegalidades, pero sí de asimetrías no lógicas en la relación proveedor-cliente. Todos recordamos experiencias recientes que no deben repetirse jamás, y menos pensando que, alguna vez, los crecimientos de mercado serán normales, y todos los clientes necesarios para crecer

¿Por qué no buscamos fórmulas válidas para las dos partes que, dando ganancias al proveedor, den seguridad y competitividad suficiente a largo plazo a los clientes industriales españoles, que tampoco pueden salir de compras de gas por el mundo?

EN AEGE CONSIDERAMOS IMPRESCINDIBLE:

Reflexión y análisis común, proveedores, consumidores, reguladores y G^o, con la mirada puesta en los 20 años próximos

Hacer siempre las cuentas antes de optar por un mix de generación, sea el que sea, porque la energía, como todo, hay que pagarla en la mejor relación precio-calidad, y hay varios productos eléctricos a tener en cuenta

Evitar que los errores de diseño “a corto” debiliten la seguridad para el ciudadano o impidan a la industria consumidora seguir invirtiendo por pérdida de competitividad de la “materia prima electricidad o gas”

Dada la presión cortoplacista de la contratación actual, crear condiciones regulatorias que favorezcan la contratación de energía eléctrica y gas a muy largo plazo y de gestión de demanda como complemento necesario.

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, PARA QUE LA ENERGÍA MATERIA PRIMA siga siendo competitiva en España

aege

asociación de empresas con gran consumo de energía

Muchas gracias a todos
javier.penacho@aege.biz