

CONVENCIÓN EÓLICA 2010

¿Cuál debe ser el papel de la eólica en la evolución del mix energético?

**D. Pedro J. Mejía Gómez
Presidente de OMEL**

MADRID 15 de junio 2010



1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2.- LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ESPAÑOL. SITUACIÓN ACTUAL Y PREVISIONES FUTURAS.

3.- ACOPLAMIENTO REGIONAL DE PRECIOS



1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2. LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ESPAÑOL. SITUACIÓN ACTUAL Y PREVISIONES FUTURAS.

3. ACOPLAMIENTO REGIONAL DE PRECIOS



SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

- En los meses de enero, febrero, marzo y los primeros 15 días de abril hemos asistido a una disminución de los precios formados en el mercado diario, consecuencia principalmente de:
 - Una demanda baja.
 - Una elevada hidraulicidad.
 - Un importante volumen de generación eólica.

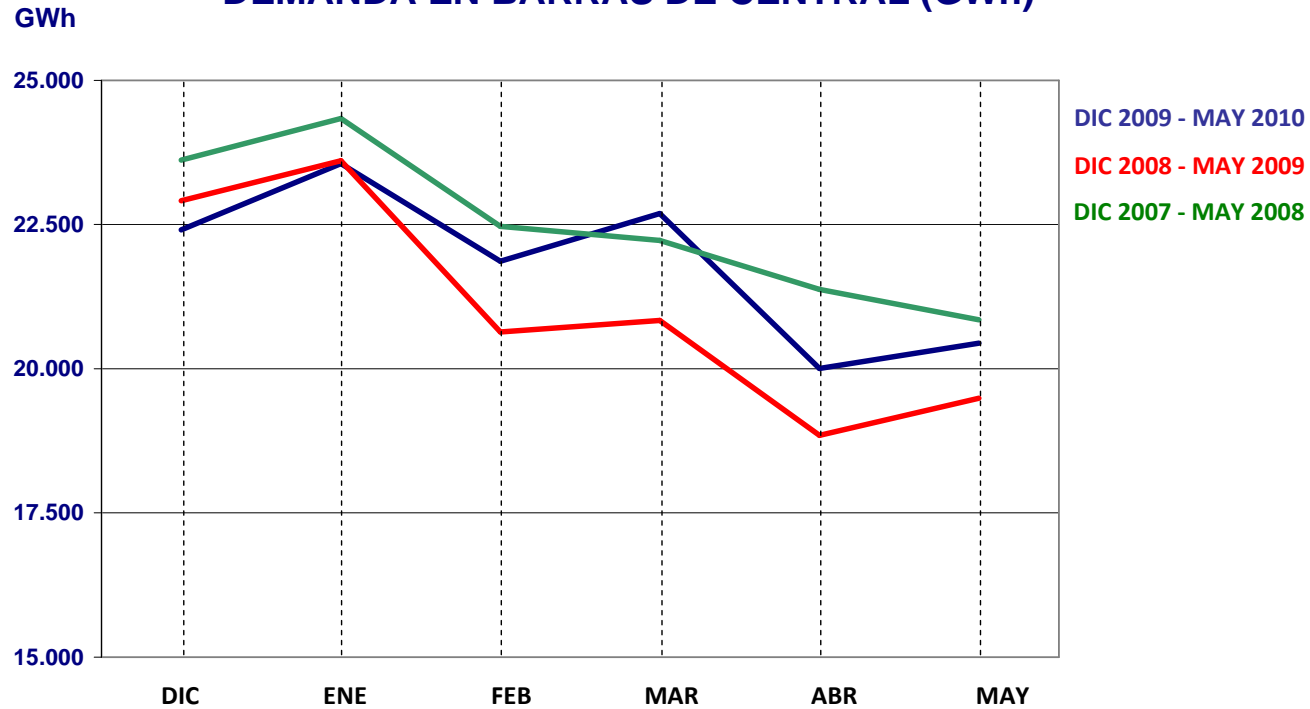
- Se ha observado que estos factores provocan:
 - Apuntamiento de las curvas de precios.
 - Disminución de los volúmenes de energía casados en el mercado diario por las centrales térmicas marginales.
 - Aumento del volumen de energía en el proceso de solución de restricciones técnicas.

- Esta situación ha cambiado desde mediados de abril, pero podría volver a ocurrir en el futuro si se dan circunstancias similares



SITUACIÓN COYUNTURAL DEL MERCADO

DEMANDA EN BARRAS DE CENTRAL (GWh)



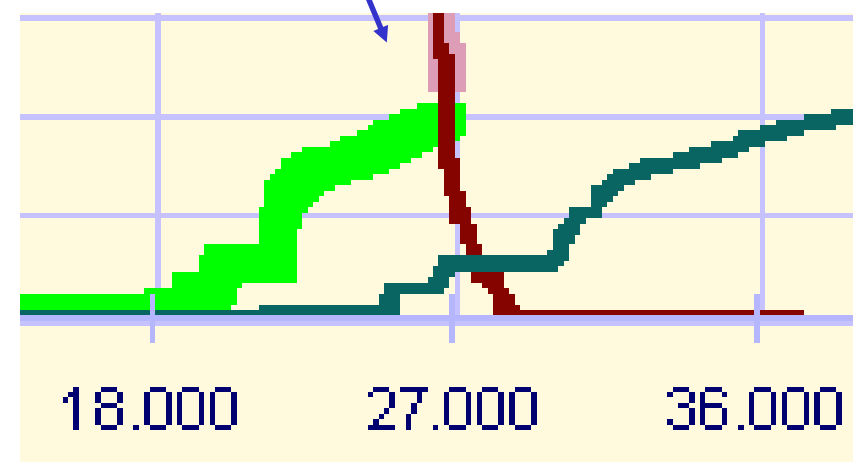
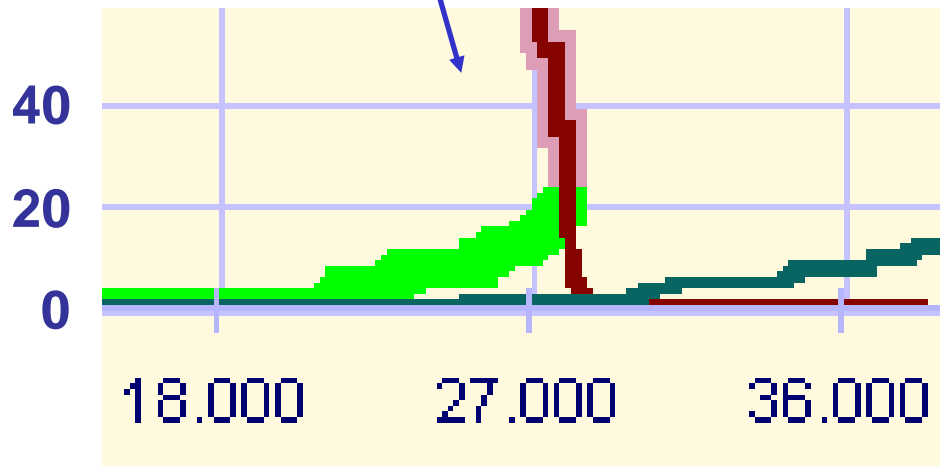
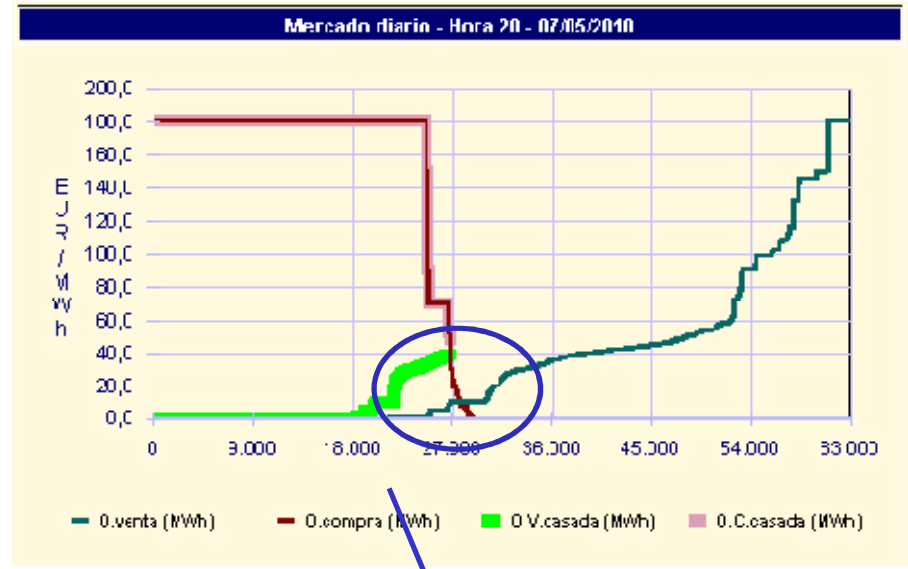
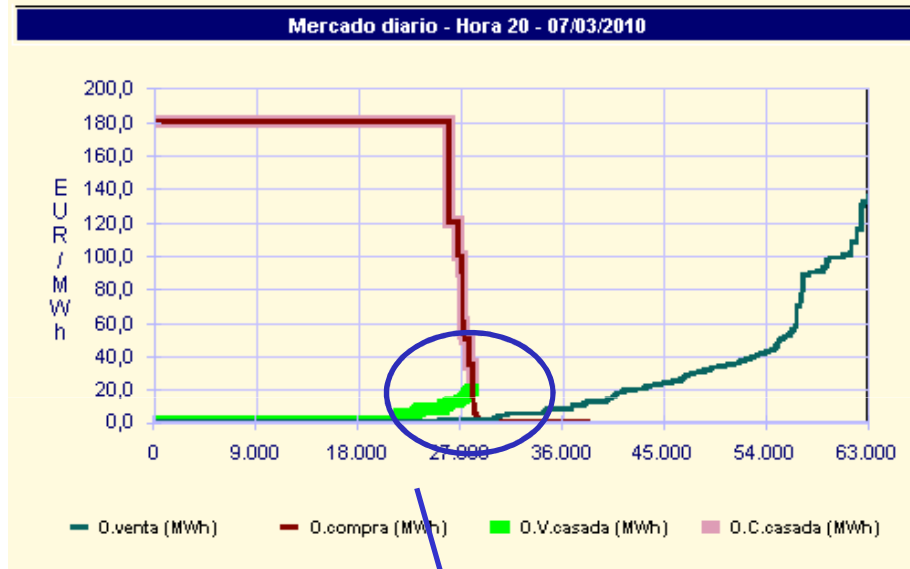
VARIACIÓN DE DEMANDA	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY
Dic 2009 a Abr 2010 / Dic 2008 a Abr 2009	-2,1%	-0,2%	5,9%	8,9%	6,2%	4,9%
Dic 2008 a Abr 2009 / Dic 2007 a Abr 2008	-3,0%	-3,0%	-8,2%	-6,2%	-11,9%	-6,5%
VARIACIÓN DE EÓLICA						
Dic 2009 a Abr 2010 / Dic 2008 a Abr 2009	29,5%	24,2%	46,2%	50,5%	-6,9%	33,8%
VARIACIÓN DE HIDRÁULICA						
Dic 2009 a Abr 2010 / Dic 2008 a Abr 2009	27,2%	138,1%	25,6%	124,4%	122,4%	55,6%



SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

7/3/2010 hora 20

7/5/2010 hora 20





PRECIOS DEL MERCADO DIARIO

Precios del mercado diario (EUR/MWh), enero a mayo, 2009 y 2010

ESP	2010	2009	
ene	29,06	49,93	
feb	27,68	40,71	
mar	19,62	38,31	
abr	27,42	37,20	
may	37,28	36,97	
ene - may	28,23	40,65	-30,5%

POR	2010	2009	
ene	27,71	51,47	
feb	27,80	40,28	
mar	20,10	38,34	
abr	26,16	38,38	
may	37,14	38,11	
ene - may	27,79	41,36	-32,8%



SITUACIÓN COYUNTURAL DEL MERCADO

Horas a precio cero en el mercado diario, diciembre 2009 a mayo 2010

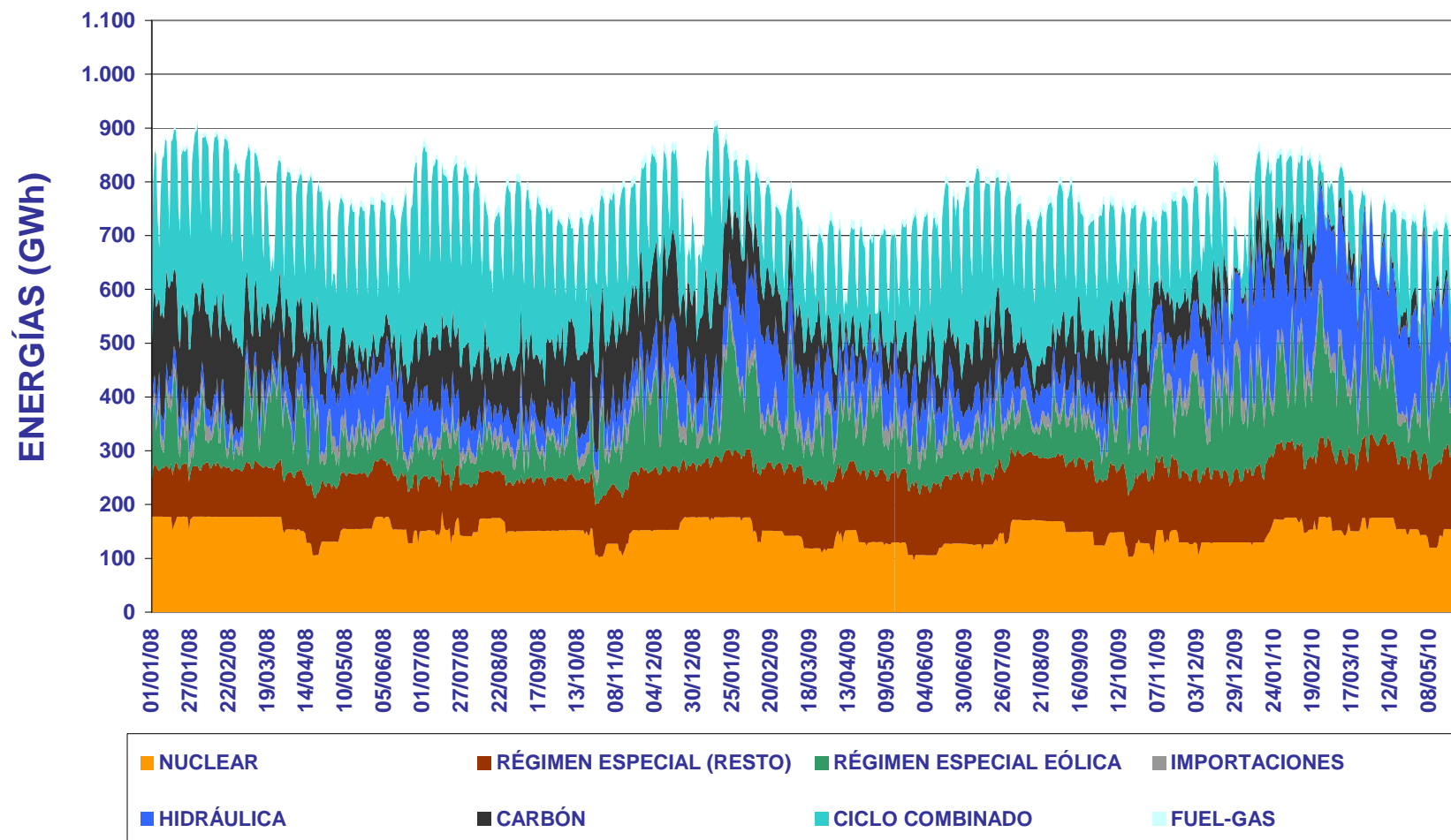
ESP	horas	%
dic	16	2,2%
ene	82	11,0%
feb	59	8,8%
mar	91	12,2%
abr	61	8,5%
may	0	0,0%

POR	horas	%
dic	7	0,9%
ene	105	14,1%
feb	62	9,2%
mar	80	10,8%
abr	60	8,3%
may	0	0,0%



COBERTURA DE LA DEMANDA POR TECNOLOGÍAS

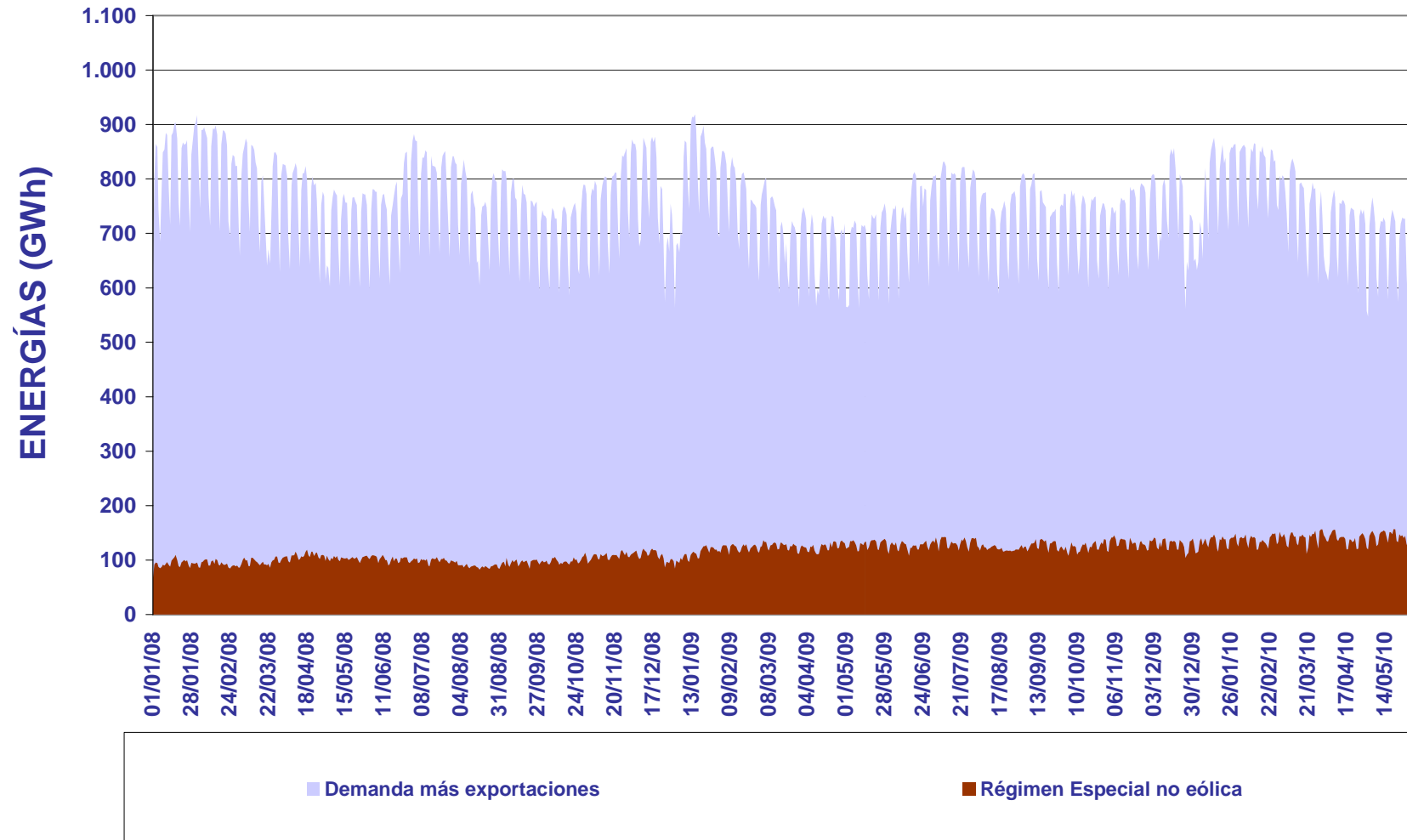
COBERTURA DE DEMANDA POR TECNOLOGÍAS
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/01/2008 AL 31/05/2010





PROGRAMA RÉGIMEN ESPECIAL NO EÓLICO

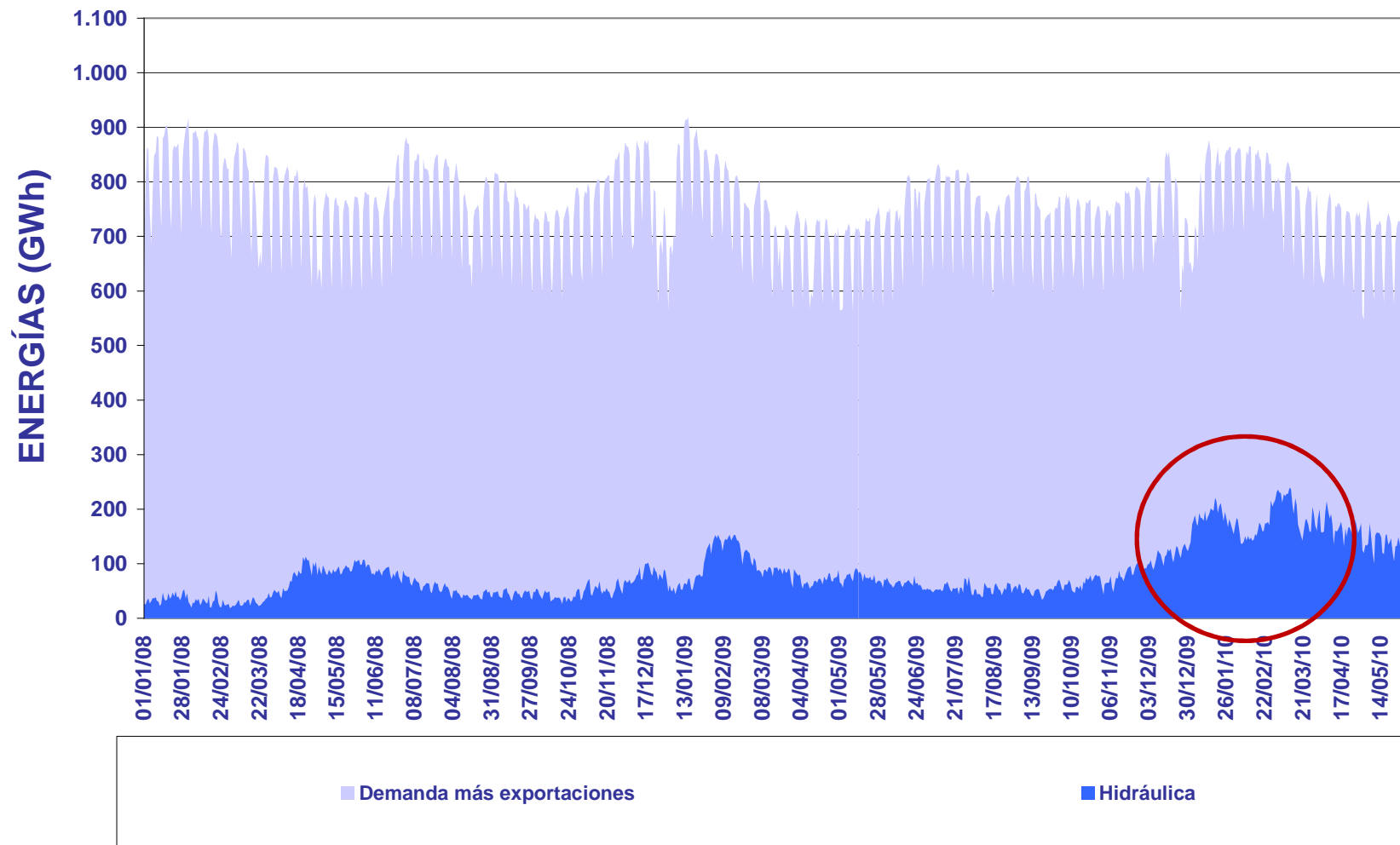
DEMANDA MÁS EXPORTACIONES Y RÉGIMEN ESPECIAL NO EÓLICA
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/01/2008 AL 31/05/2010





PROGRAMA HIDRÁULICA

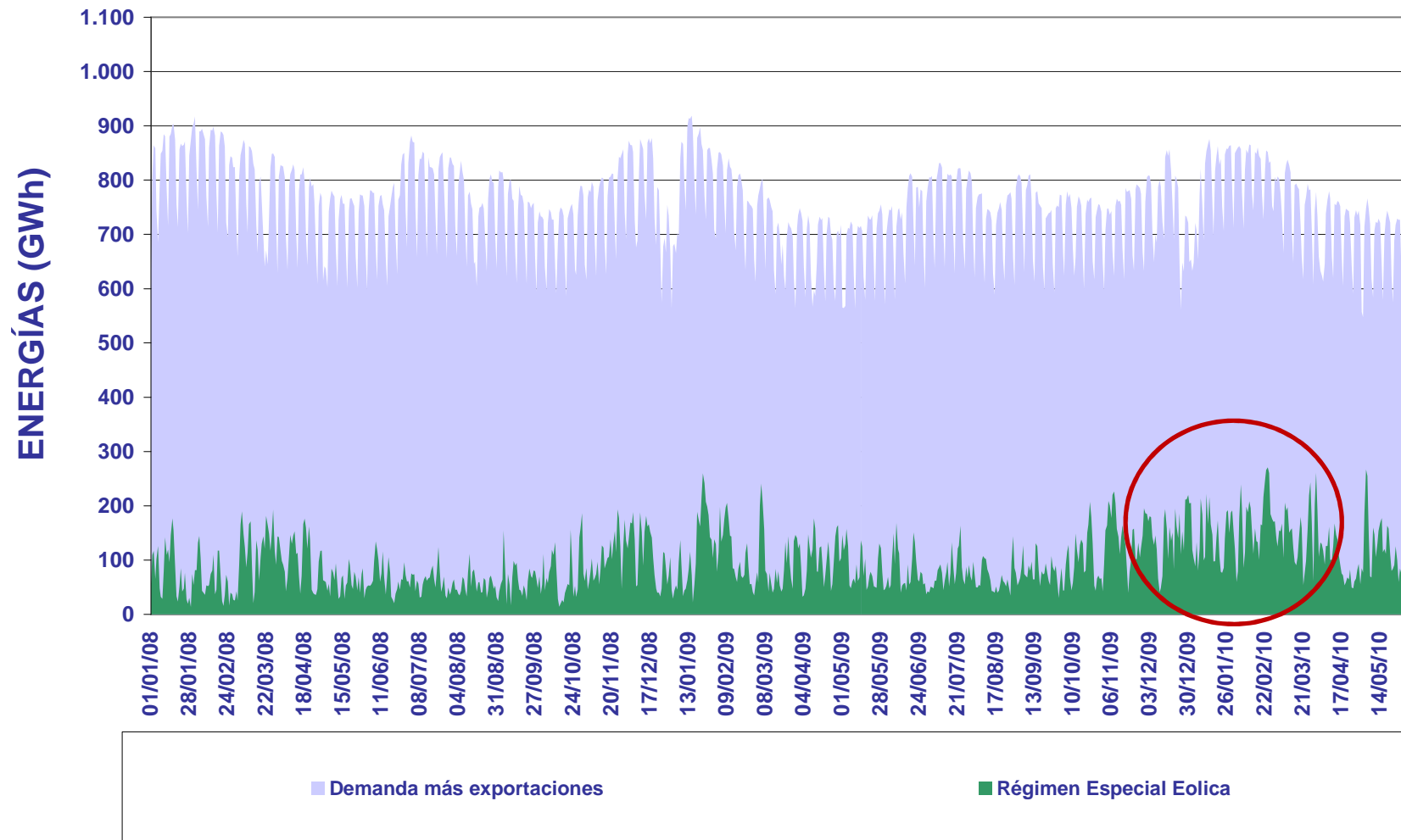
DEMANDA MÁS EXPORTACIONES E HIDRÁULICA
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/01/2008 AL 31/05/2010





PROGRAMA EÓLICA

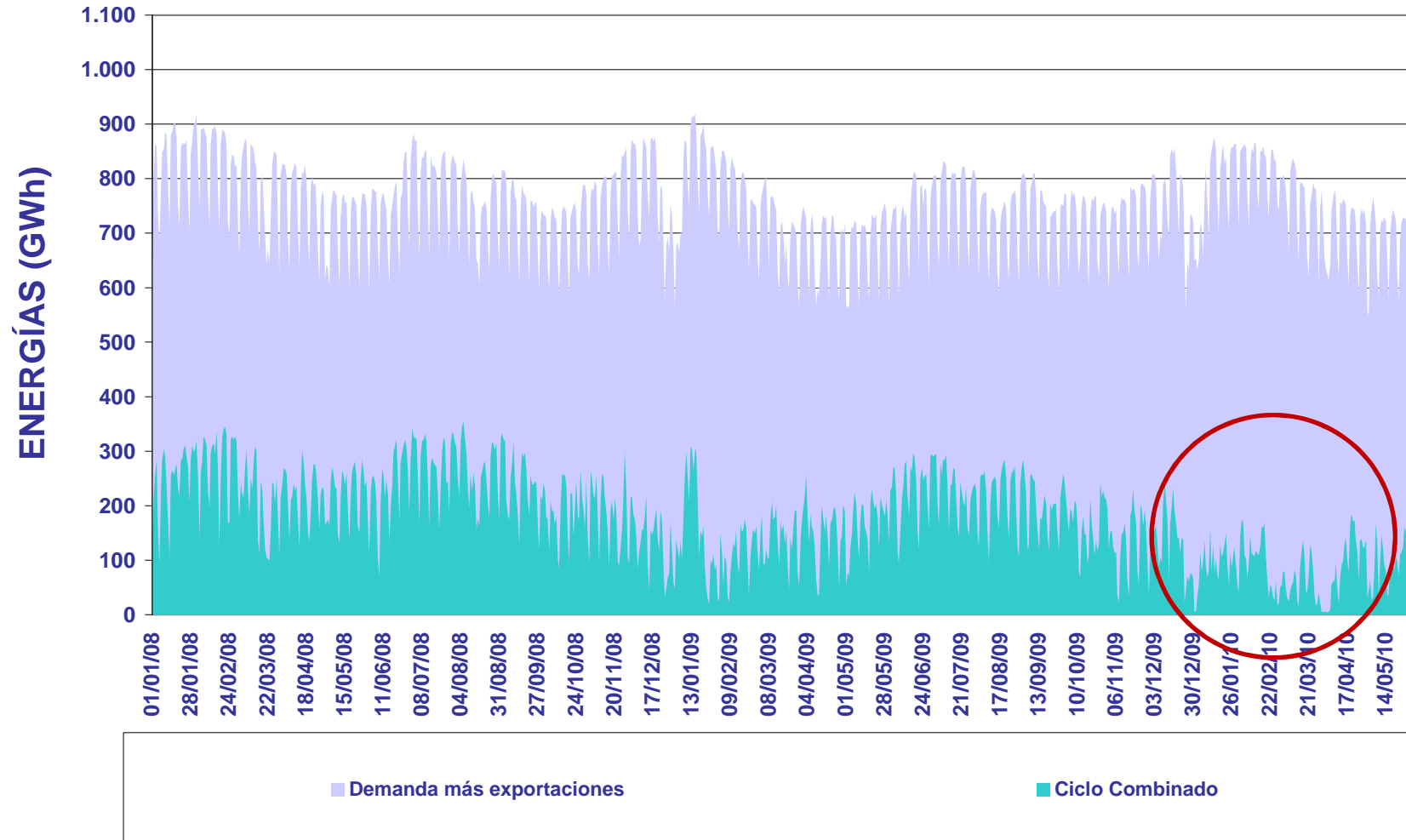
DEMANDA MÁS EXPORTACIONES Y RÉGIMEN ESPECIAL EÓLICA
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/01/2008 AL 31/05/2010





PROGRAMA CICLOS COMBINADOS

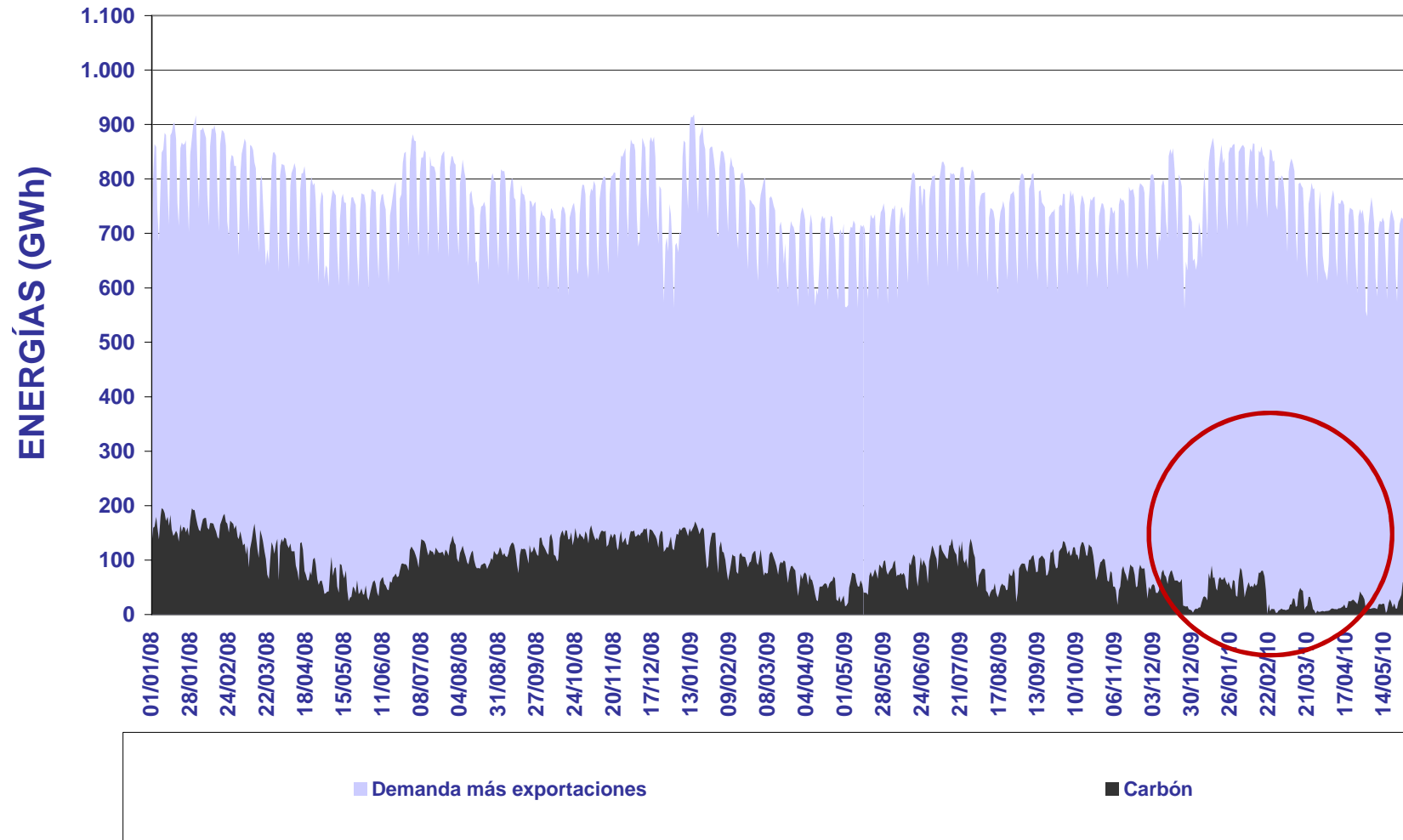
DEMANDA MÁS EXPORTACIONES Y CICLOS COMBINADOS
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/01/2008 AL 31/05/2010





PROGRAMA CENTRALES DE CARBÓN

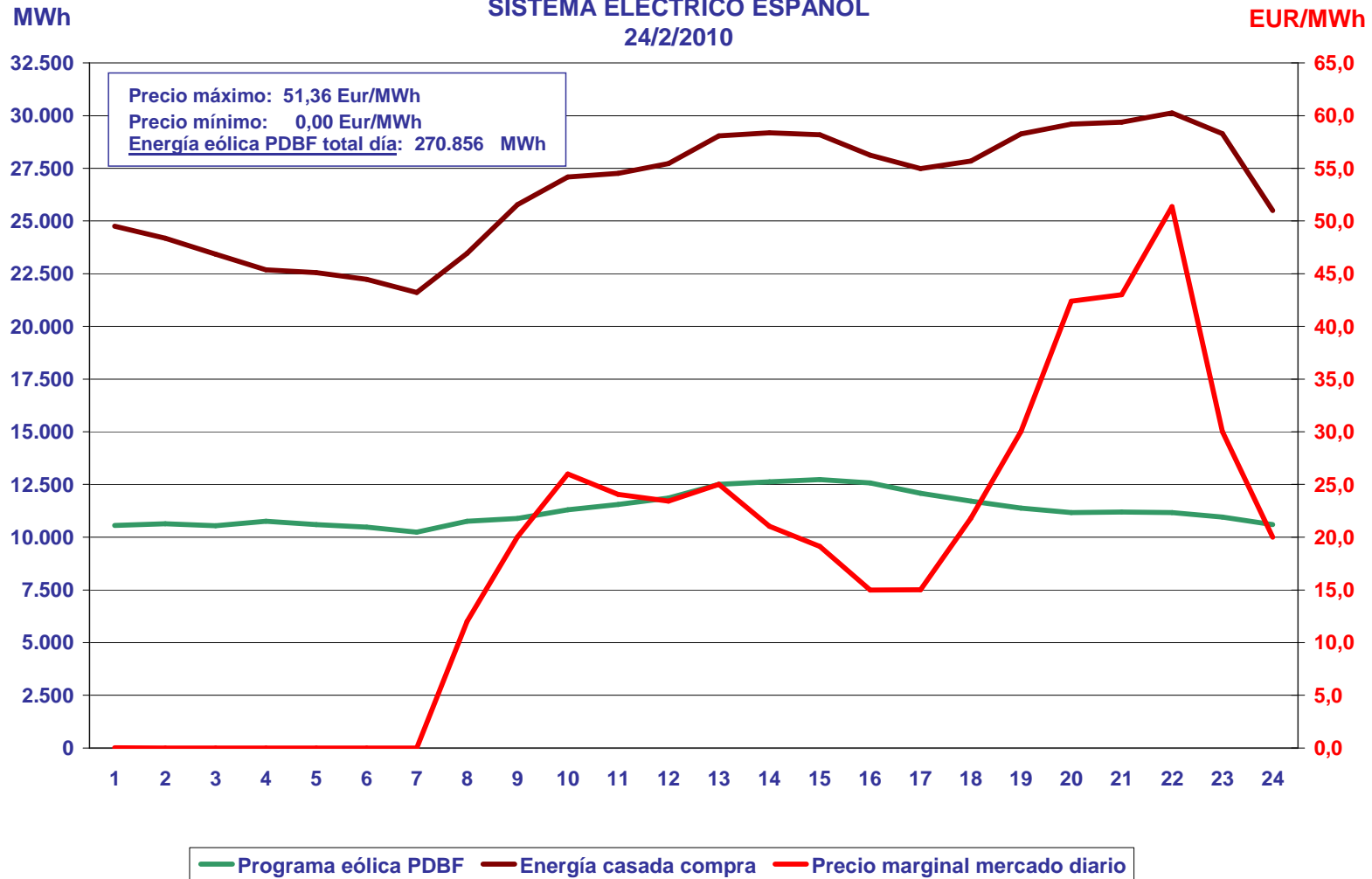
DEMANDA MÁS EXPORTACIONES Y CARBÓN
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/01/2008 AL 31/05/2010





APUNTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRECIOS (1)

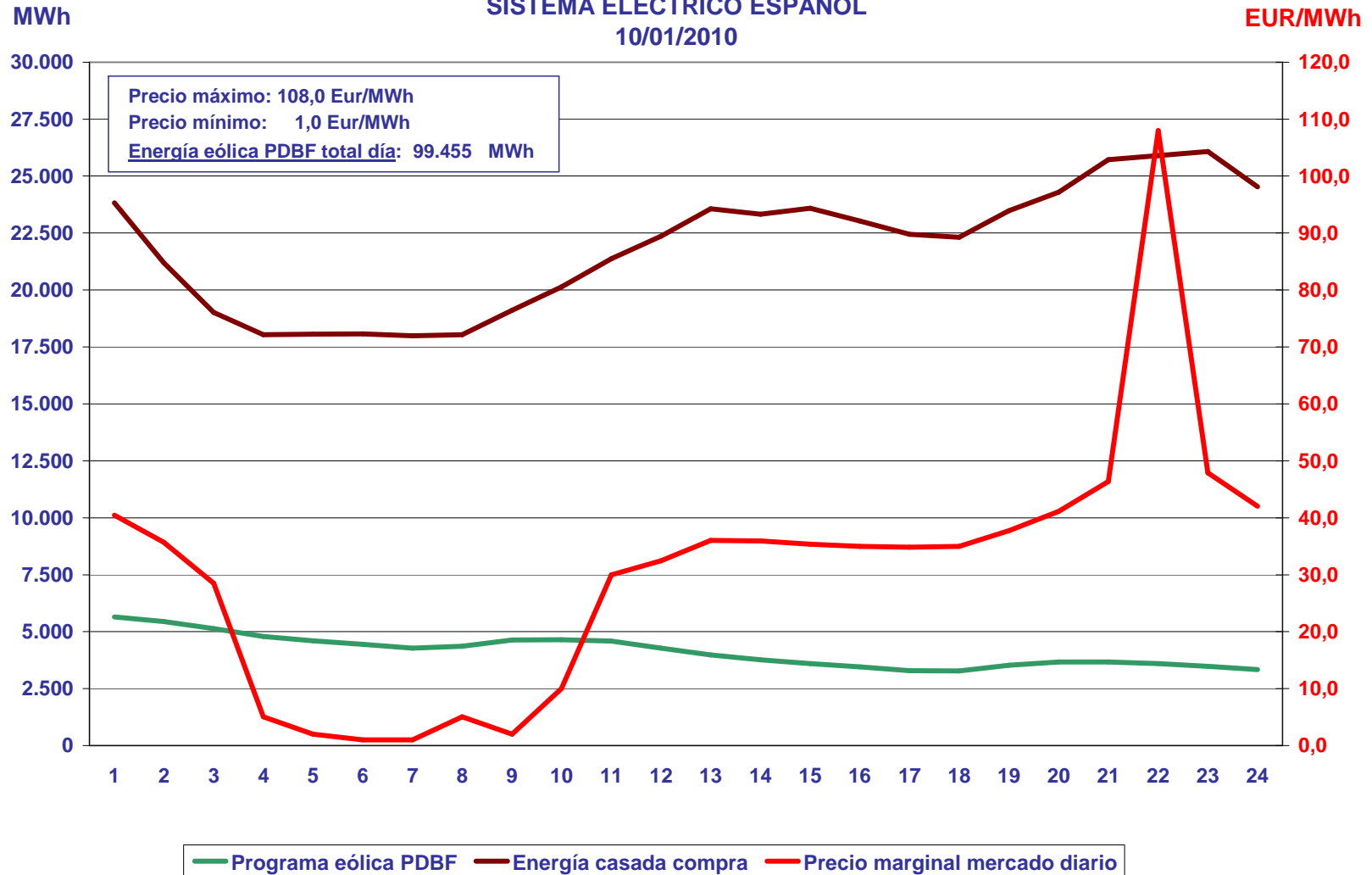
ENERGÍA HORARIA CASADA DE COMPRA, PRECIO MARGINAL DEL MERCADO DIARIO Y
PROGRAMA DE EÓLICA EL DÍA DE MAYOR ENERGÍA EÓLICA EN PDBF DESDE 01/01/2010
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
24/2/2010





APUNTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRECIOS (2)

ENERGÍA HORARIA CASADA DE COMPRA, PRECIO MARGINAL DEL MERCADO DIARIO Y
PROGRAMA DE EÓLICA EL DÍA DE MAYOR DIFERENCIA DE PRECIOS DESDE 01/01/2010
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
10/01/2010



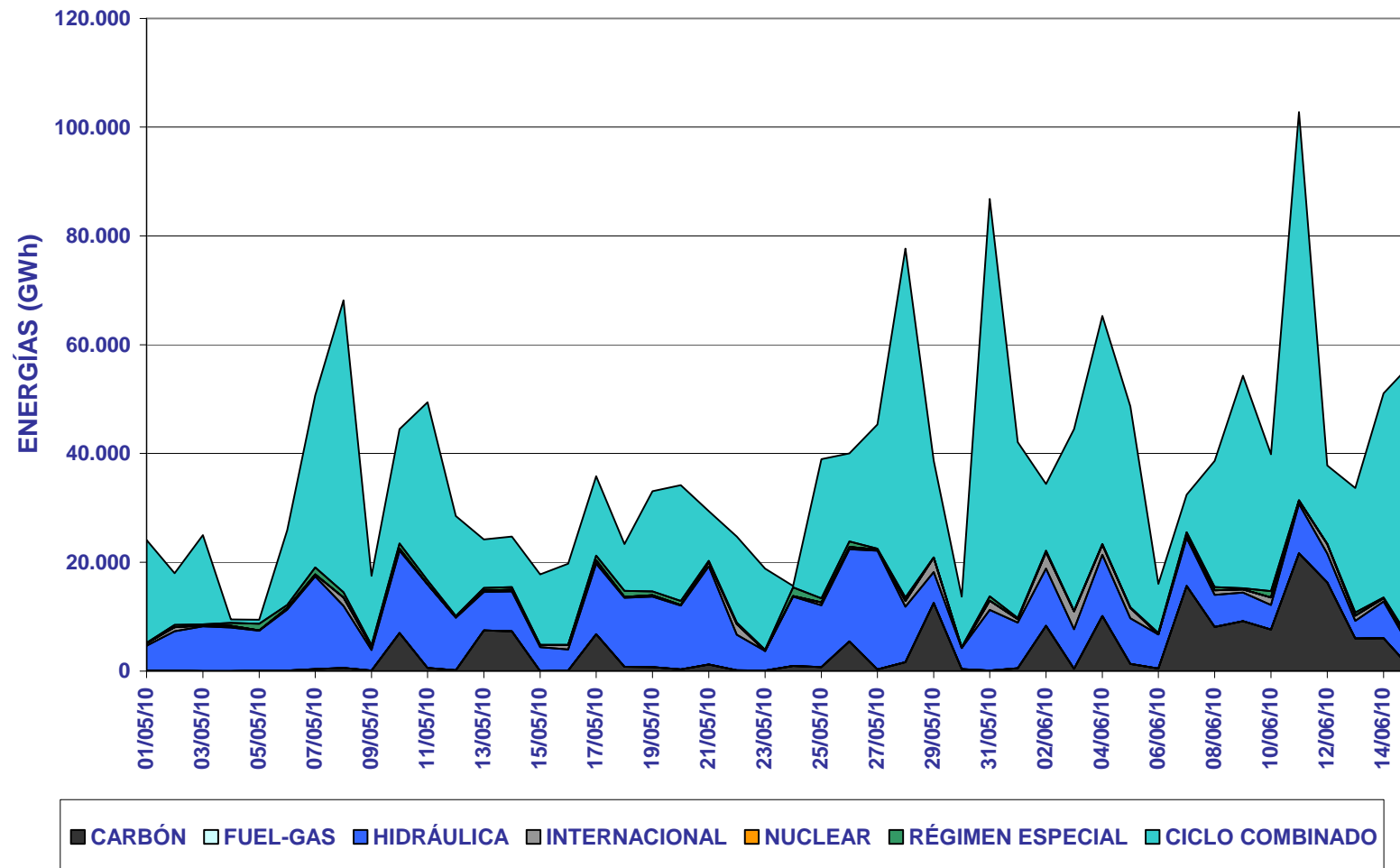


PROCESO DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

PROCESO DE RESTRICCIONES								
MES	ENERGÍA GWh	VOLUMEN ECONÓMICO kEUR	COSTE TOTAL kEUR	COSTE UNITARIO EUR/MWh	PRECIO MEDIO FASE I Subir EUR/MWh	PRECIO MEDIO FASE I Bajar EUR/MWh	PRECIO MEDIO FASE II Subir EUR/MWh	PRECIO MEDIO FASE II Bajar EUR/MWh
JUNIO	526	54.220	14.077	0,74	65,43	39,55	43,27	37,45
JULIO	680	96.562	47.628	2,36	106,34	37,25	36,14	35,22
AGOSTO	749	73.165	19.570	0,98	62,05	37,43	34,29	35,60
SEPTIEMBRE	870	84.708	20.734	1,05	60,71	39,11	34,67	36,54
OCTUBRE	789	85.959	28.651	1,57	72,96	38,06	36,43	36,18
NOVIEMBRE	791	93.071	41.658	2,21	85,21	39,31	34,33	32,33
DICIEMBRE	1.153	117.895	53.533	2,33	74,31	42,87	0,00	27,82
ENERO	1.247	147.392	73.758	3,81	88,72	42,26	0,00	29,40
FEBRERO	1.114	108.995	54.035	3,04	73,17	24,81	0,00	24,66
MARZO	1.557	118.944	90.122	4,00	67,15	23,69	0,00	9,07
ABRIL	912	80.891	38.226	1,94	65,30	32,55	0,00	23,05
MAYO	837	85.224	30.335	1,68	69,04	39,19	0,00	32,79
Total	11.226	1.147.025	512.326	2,39	74,01	37,81	38,24	27,59



**ENERGÍA POR TECNOLOGÍAS, CASADA EN EL MERCADO DIARIO, OFERTADA A PRECIO SUPERIOR O IGUAL AL 95% DEL PRECIO MARGINAL, INCLUYENDO OFERTAS COMPLEJAS
SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL
PERIODO DEL 01/05/2010 AL 15/06/2010**





1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2. LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ESPAÑOL. SITUACIÓN ACTUAL Y PREVISIONES FUTURAS.

3. ACOPLAMIENTO REGIONAL DE PRECIOS



Evolución de la potencia instalada en Ciclos Combinados e Instalaciones Eólicas

	31/12/02	31/12/05	31/12/09	14/02/10	Previsión 2010*	Previsión 2020**
Ciclos Combinados	2.712	13.249	22.088	22.910	24.810	28.500
Inst. Eólicas	--	8.932	16.757	17.372	20.000	40.000 ***

* Fuente CNE

** Fuente: Propuesta de acuerdo político para la recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo (1/3/2010)

*** Incluye 5.000 MW de Eólica Marina



EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS DE LA CAPACIDAD INSTALADA RENOVABLE EN EL HORIZONTE 2020

La situación coyuntural puede ser estructural en 2020.

	2009		2020		Variación		
	ENERGÍA (GWh)	%	ENERGÍA (GWh)	%	ENERGÍA (GWh)	PORCENTAJE (%)	
No renovables	224.608	75%	212.412	57%	-12.196	-5,4%	
Nuclear	53.340	18%	55.600	15%	2.260	4,2%	
Carbón	39.060	13%	34.380	9%	-4.680	-12,0%	
P. Petrolíferos	13.092	4%	1.600	0%	-11.492	-87,8%	
Cogeneración P.Petrolíferos	6.176	2%	4.700	1%	-1.476	-23,9%	
Gas natural	82.992	28%	62.036	17%	-20.956	-25,3%	
Cogeneración gas natural	27.498	9%	46.073	12%	18.575	67,6%	
Bombeo	2.450	1%	8.023	2%	5.573	227,5%	
Renovables	75.009	25%	159.469	43%	84.460	112,6%	
Hidroeléctrica	28.757	10%	33.900	9%	5.143	17,9%	
Eólica onshore	34.900	12%	71.350	19%	36.450	104,4%	
Eólica offshore	0	0%	12.400	3%	12.400		
Solar	6.372	2%	29.669	8%	23.297	365,6%	
Biomasa, biogas, RSU y otros	4.980	2%	12.150	3%	7.170	144,0%	
Producción bruta (GWh)	299.616	299.616	370.731	370.731	71.115	71.115	23,7%
Producción neta	290.316		361.853				
Demanda (bc)	278.316		341.691				
Demanda final de electricidad	246.397		300.186				



ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN A LARGO PLAZO

ANÁLISIS

- La situación en el horizonte 2020 es común a los mercados Europeos:
 - Incremento de energías renovables: Política Europea 20/20/20.
 - Incertidumbre de los precios de los certificados de emisiones.

Se deben buscar soluciones a nivel Europeo.

- En el mercado español el mix energético esbozado para el 2020 nos lleva a una disminución del hueco térmico para centrales térmicas convencionales

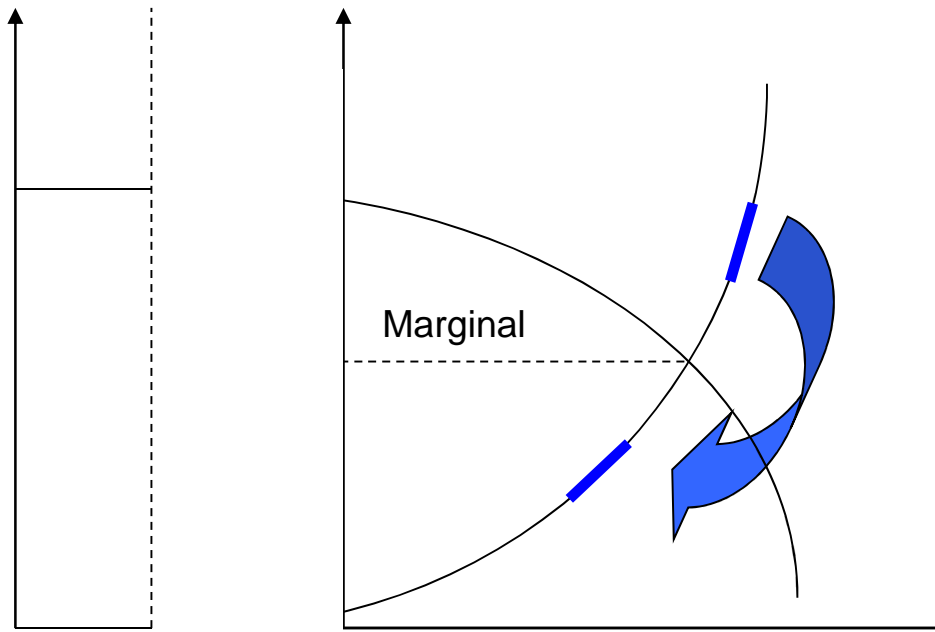
Se deben buscar soluciones que potencien el significado del precio del mercado.



PROPUESTAS POSIBLES A LARGO PLAZO

- El permanente equilibrio Producción + Importaciones = Consumo + Exportaciones, hace que todo kWh que se produce, alguien lo cobre y alguien lo pague. Si estas cantidades no coinciden, la diferencia es necesario compensarla, si esa compensación no es inmediata (en el mismo kWh) se producirán desajustes

PROPUESTAS
POSIBLES



Cualquier energía competitiva ofertada a comprar y vender en el diario, si sale del mercado y hace un bilateral, no crea distorsión en el precio

Cualquier energía de venta cuyo precio real es superior al marginal, si entra en casación a un precio inferior al real crea un desequilibrio económico que hay que compensar



PROPUESTAS POSIBLES A LARGO PLAZO

PROPUESTAS
POSIBLES

- Disponer de herramientas adecuadas para equilibrar los incentivos a la inversión que generan las señales de mercado y los objetivos de seguridad en la operación y niveles de cobertura de la demanda y de reserva de capacidad adecuados.
- El mercado diario no es la única retribución, es solo una parte. La significación del precio del mercado diario ha bajado al 30,21%.
- Se debe buscar un sistema sostenible que garantice nueva potencia.
- El incremento y la utilización correcta (en el sentido económicamente razonable) de las interconexiones lleva al acoplamiento de mercados, coherente con el mercado único propugnado por la Unión Europea.



1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

2. LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MERCADO ESPAÑOL. SITUACIÓN ACTUAL Y PREVISIONES FUTURAS.

3. ACOPLAMIENTO REGIONAL DE PRECIOS






18th EU ELECTRICITY REGULATORY FORUM (10-11 June) – FLORENCE FORUM –

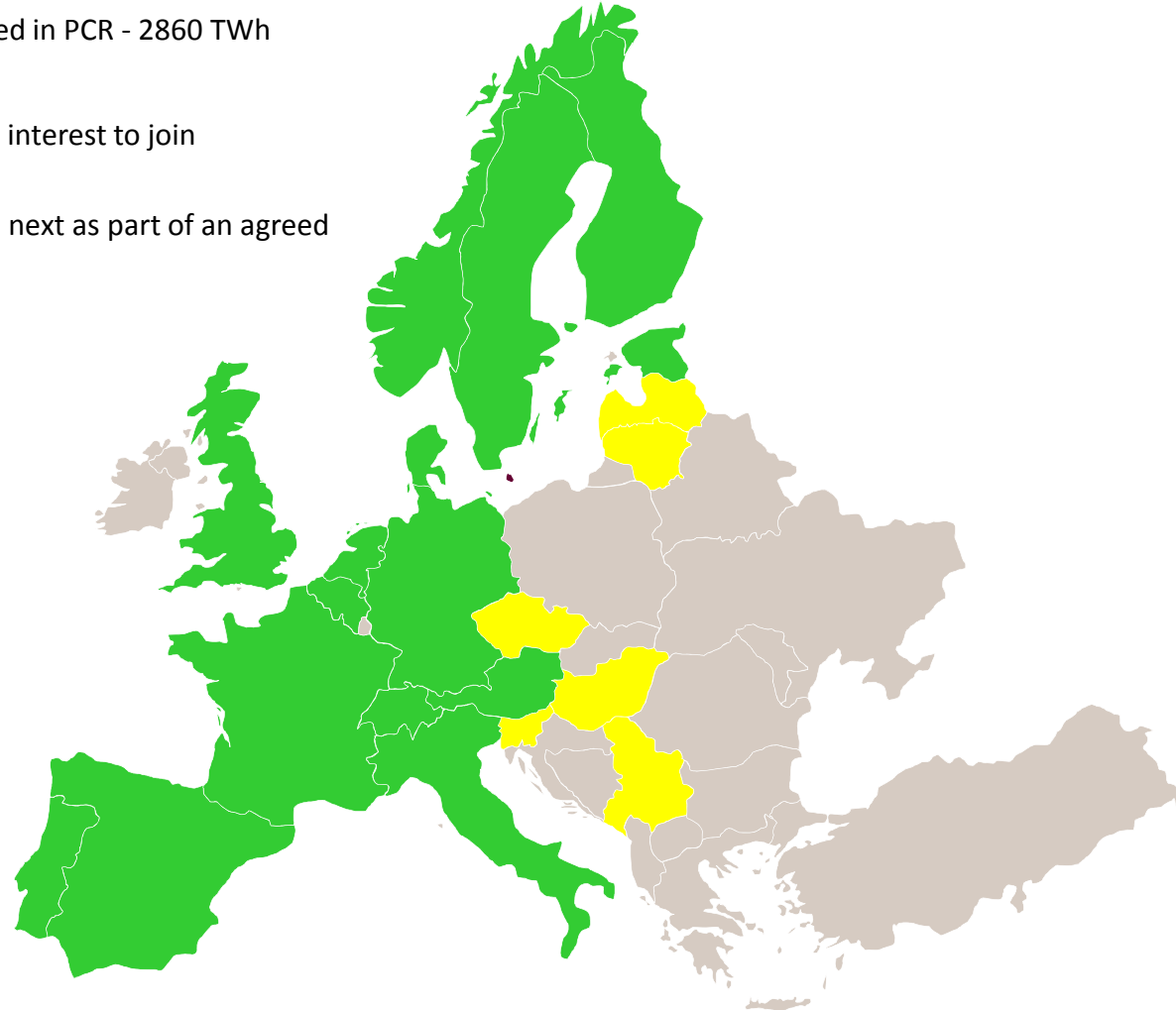
DRAFT CONCLUSIONS

II. Internal Market: Codes, guidelines and implementation of the 3rd package

9. The Forum welcomed the Power exchanges' initiative PCR and asked to ensure that it is in accordance with the emerging governance framework. The Forum stressed the need for co-operation between regulators, TSOs and Power Exchanges. The Forum also stressed the importance of ensuring that the input and requirements of TSOs and regulators are taken into account.

Development of the Price Coupling of Regions (PCR) Initiative

-  Markets initially included in PCR - 2860 TWh
-  Markets which showed interest to join
-  Markets that could join next as part of an agreed European roadmap



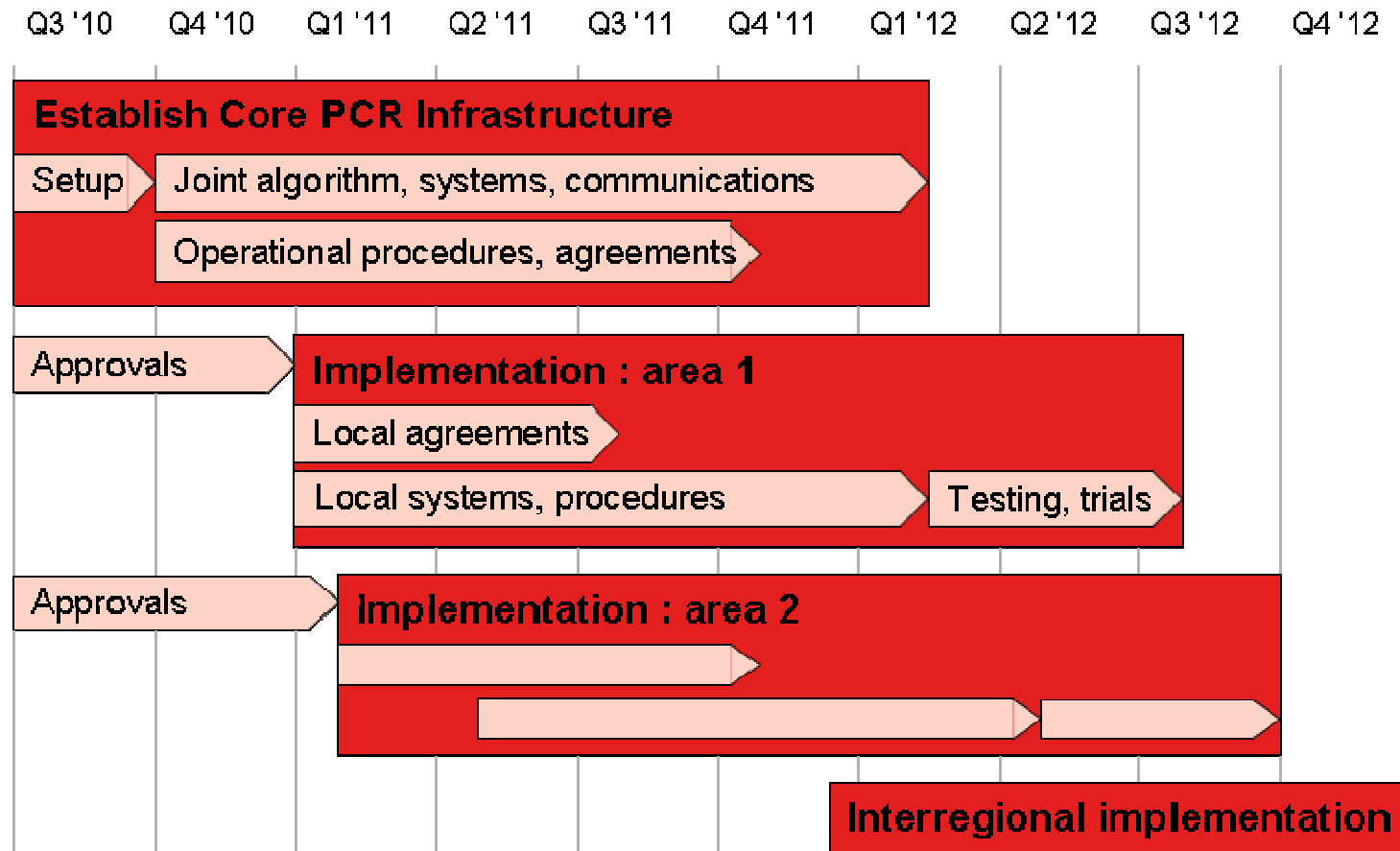
*Source: UCTE 2007 power consumption data

Development of the Price Coupling of Regions (PCR) Initiative

- Key features of the initiative are:
 - PXs using one single co owned matching algorithm. Such an algorithm will be published on the internet
 - Common operational procedures handling normal and emergency situations
 - Each individual PX takes the responsibility to fulfill locally legal and regulatory requirements as well as TSO agreements
 - Able to adapt to local/regional frameworks

Development of the Price Coupling of Regions (PCR) Initiative

- Implementation plan



The scope of the Study: Network model

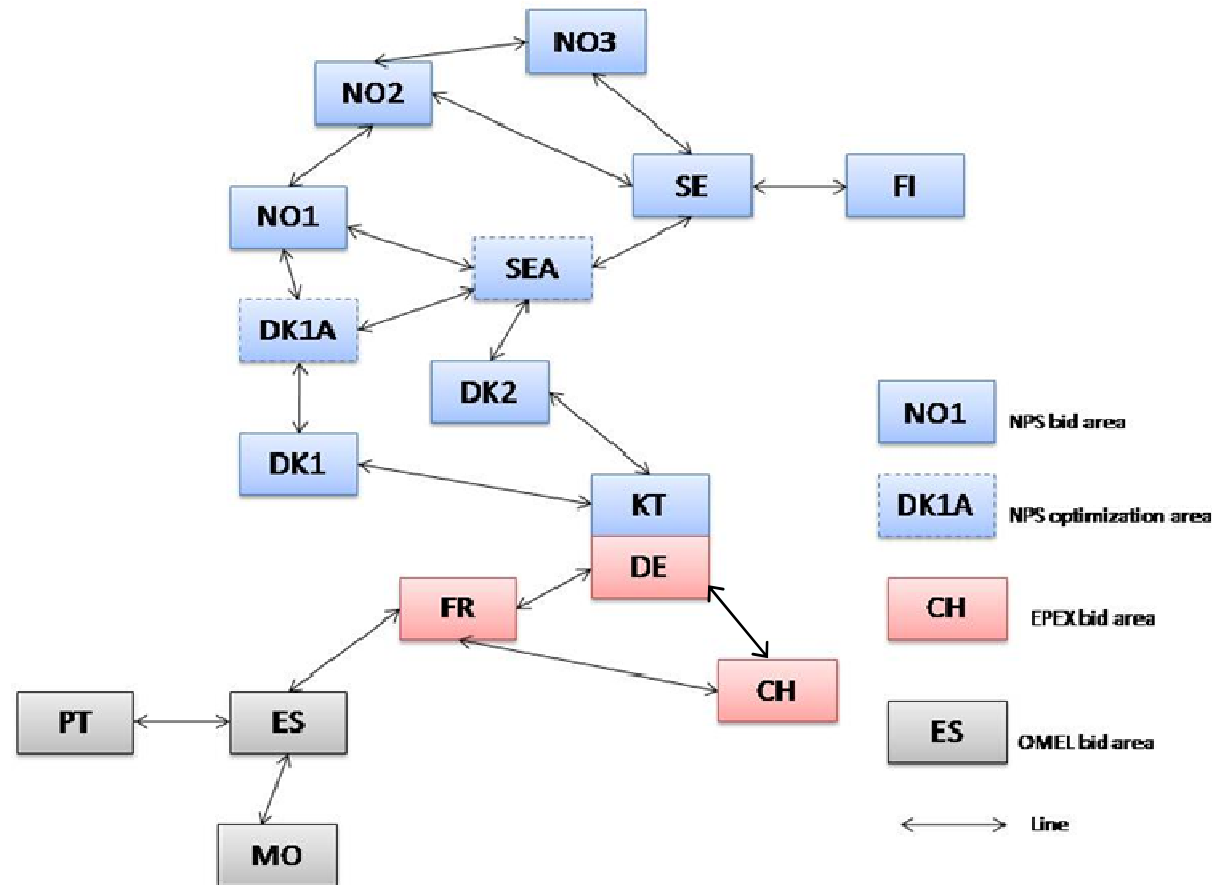


Figure 1 - Network topology used in PCR simulations

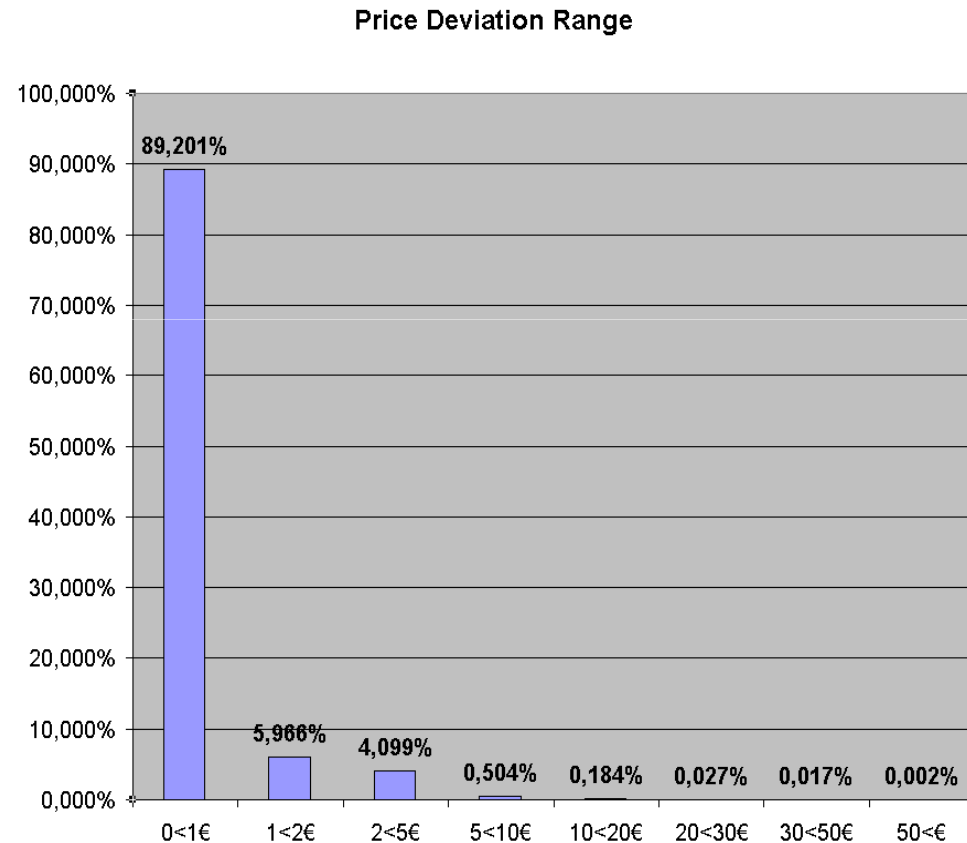
Simulations outcomes and analysis

Robustness tests - Prices

Price deviation. Histogram of the number of hourly calculated prices by a single algorithm in one pass, in percentage, vs the value calculated by each of the algorithms for their own prices areas.

Ability to handle diversity of products and scale of calculation has been demonstrated on 3 existing algorithms (154 days, 14 prices areas, 51 744 hourly prices simulated)

The calculation of the prices is of a good quality for a first attempt. Price deviation compared to local algorithm calculation is controlled.



Conclusions

- Simulation shows that technical feasibility of PCR has been proven in terms of single algorithmic computation
- Wide European dimension
- Regulators involvement considered as essential for the success
- TSOs – national and regional have to be key partners in the development and later the operation
- Clear roadmap for market participants
- Support from the Florence Forum welcome



A blurred background image of an office interior. In the foreground, large, white, 3D block letters spell out the word "GRACIAS". The background shows office desks, chairs, and plants, all out of focus.

GRACIAS
POR SU ATENCIÓN