

MASTER EN DERECHO DE LA ENERGÍA
EL MERCADO IBERICO DE LA ELECTRICIDAD:

«El Funcionamiento del Mercado Ibérico e Integración en el mercado Europeo»

Madrid, 28 de Junio de 2011

Eugenio Malillos Torán
Jefe de Departamento
Dirección de Liquidación y Facturación OMEL



AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS



MERCADO SPOT IBÉRICO

- Convenio Hispano Luso de octubre 2004
- Propuesta del Consejo de Reguladores de junio de 2006
- Acuerdo de los Ministros Español y Portugués de marzo 2007
- Orden ITC/843/2007 sobre intercambios internacionales de energía eléctrica de marzo de 2007
- Integración de las energías españolas y portuguesas en el mercado spot a partir del 1 de julio de 2007
- Los mercados diario e intradiarios gestionados por OMEL pasaron a determinar los precios para España y Portugal.
 - Estos precios, que se calculan para cada hora, son iguales para ambos mercados en caso de que no existan limitaciones para el flujo de electricidad entre ambos países
 - y son distintos en caso de congestión en las interconexiones.



MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD

Mercados diario e intradiario

Volumen de negociación en 2010: 10.116 millones Euros.

Energía negociada en 2010: 265.169 GWh.

14.942.995 transacciones realizadas en 2010.

111 agentes compradores.

520 agentes productores.

El precio del mercado sirve de referencia para muchas transacciones comerciales.



VOLUMEN DE CONTRATACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MIBEL

El mercado diario del MIBEL es uno de los mercados más profundos y con mayor liquidez de la Unión Europea, comparable al de los países nórdicos (Nord Pool Spot), Italia (GME) o Alemania (EXPEX Spot Alemania), y muy superior al de otros países como Francia (EPEX Spot Francia).

Los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista del MIBEL se sitúan en la banda baja de los precios europeos, siendo con frecuencia los precios más bajos de los registrados en los mercados relevantes.

El componente del mercado diario en el precio medio de la energía eléctrica en España en el 2010 fue de 38,37 €/MWh. El precio de la energía eléctrica en el mercado no representa más del 43% del precio final de la electricidad en España

El comportamiento eficiente del mercado ha inducido un volumen de inversión en capacidad instalada de generación que permite asegurar la garantía de suministro durante los próximos años.



GESTIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

OPERADOR DEL MERCADO

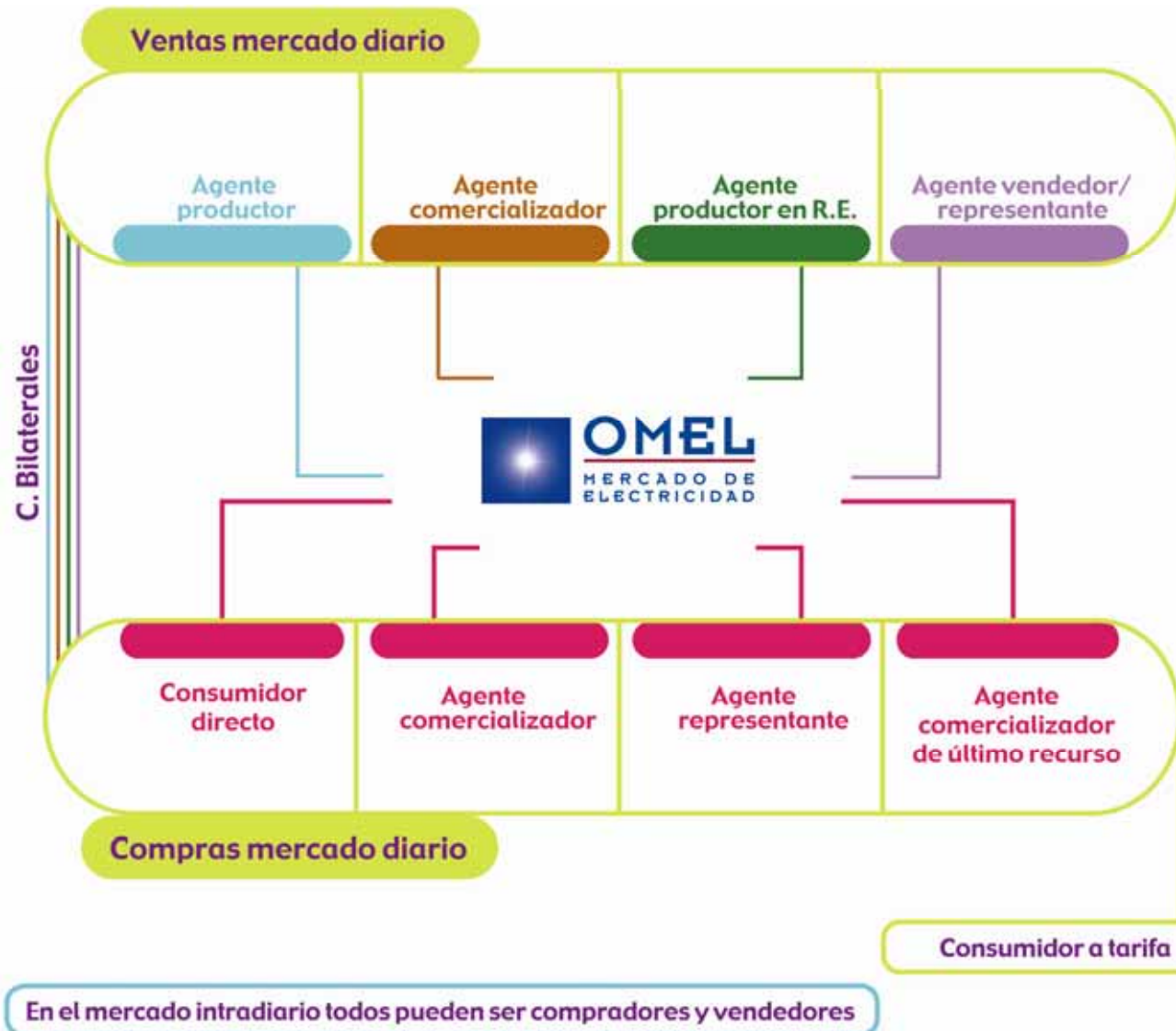
- Operar los mercados diario e intradiario incorporando las posiciones a plazo enviadas por OMIP
- Realizar las comunicaciones derivadas de la operación de los mercados
- Difundir la información pública
- Coordinar con otros mercados internacionales
- Fomentar el desarrollo del mercado
- Cooperar con otras entidades en materia de previsión de la cobertura de la demanda
- Informar a las administraciones sobre comportamientos contrarios al correcto funcionamiento del mercado

OPERADOR DEL SISTEMA

- Garantizar el equilibrio técnico en las redes
- Proponer y aplicar los criterios de seguridad
- Garantizar el acceso a la red de transporte
- Proponer la planificación de la red de transporte
- Establecer los requerimientos para la regulación del sistema
- Operación de los mercados de servicios complementarios y otros procesos de operación técnica, con incorporación de las medidas eléctricas
- Informar a las administraciones sobre las situaciones excepcionales o de emergencia

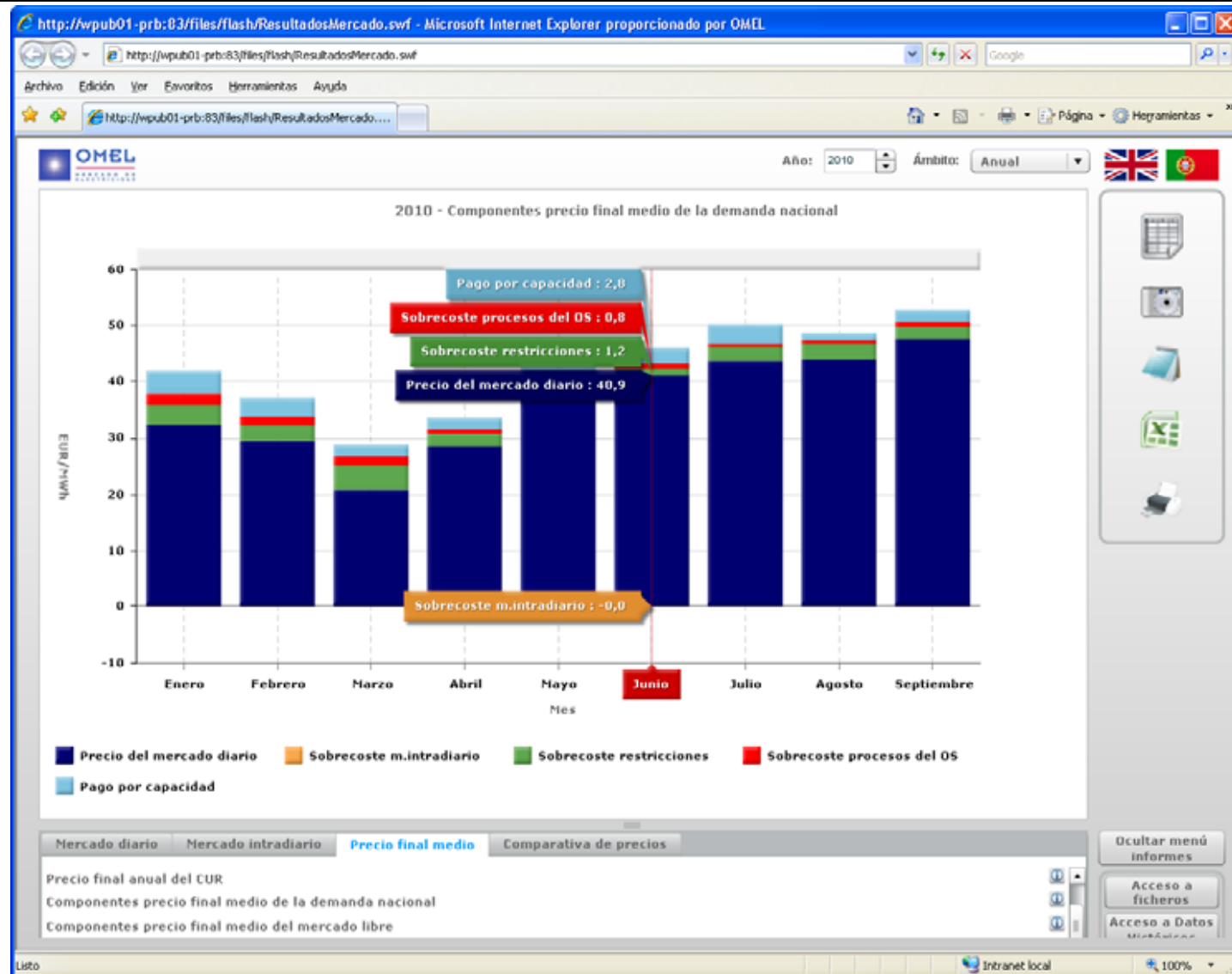


TRANSACCIONES DE LOS AGENTES DEL MERCADO DIARIO E INTRADIARIO





PRECIO FINAL MEDIO





AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS



HORIZONTES DE CONTRATACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL MIBEL (1)

A PLAZO

- **Contratación bilateral a plazo (física o financiera)**
- **Subastas de energía (física o financiera)**
- **Mercado Organizado**
- **Tarifas de último recurso para consumidores, tarifas fijas del régimen especial, etc..**
- Son SIEMPRE una cobertura de riesgo frente al precio del mercado diario, al estar regulado el mercado diario de forma que será siempre un mercado con liquidez (excepto en casos de problemas reales de falta de potencia).

MERCADO DIARIO (NO ES UN MERCADO OBLIGATORIO, se pueden realizar contrataciones al margen del mercado organizado)

- **Integración voluntaria de las posiciones abiertas a plazo de cualquier origen**
- **Contratación bilateral física de horizonte diario**
- **Mercado físico**
- Precio de referencia. Compatible con la realidad empresarial existente en España y en la península Ibérica



HORIZONTES DE CONTRATACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL MIBEL (1)

MERCADO INTRADIARIO (por sesiones)

- Abierto a todos los agentes del mercado, independientemente de cómo han contratado su energía (mercado o bilaterales de cualquier tipo) en el momento del mercado diario
- Toda la liquidez de los ajustes necesarios para todos los agentes se concentra en seis sesiones a horas establecidas y conocidas en las mismas condiciones para todos los agentes

PROCESOS DE GESTIÓN TÉCNICA

- Relacionados exclusivamente con la seguridad del sistema
- Únicamente se utilizan en horas en las que no queda ningún mercado intradiario en las que se puedan negociar
- Regulados de forma que se permite la existencia de un mercado de energía a precio público y alcanzable por todos los agentes. No deben existir posibilidades de arbitraje con otros mercados.
- La correcta organización de los servicios complementarios y del cálculo de los desvíos es la que permite el mercado organizado (mercados diario e intradiario).



MERCADO DE PRODUCCIÓN FÍSICO

¿Qué quiere decir que el mercado diario es un mercado físico?

- Del lado de los vendedores. A una hora concreta de cada día (actualmente las 10 de la mañana) todos los productores tiene que saber lo que planean hacer con sus unidades al día siguiente, y haberlo declarado:
 - Indisponibles
 - Presentación de ofertas al mercado diario
 - Contratación bilateral física
- Del lado de la demanda. Diferentes opciones de adquisición. Normativa.

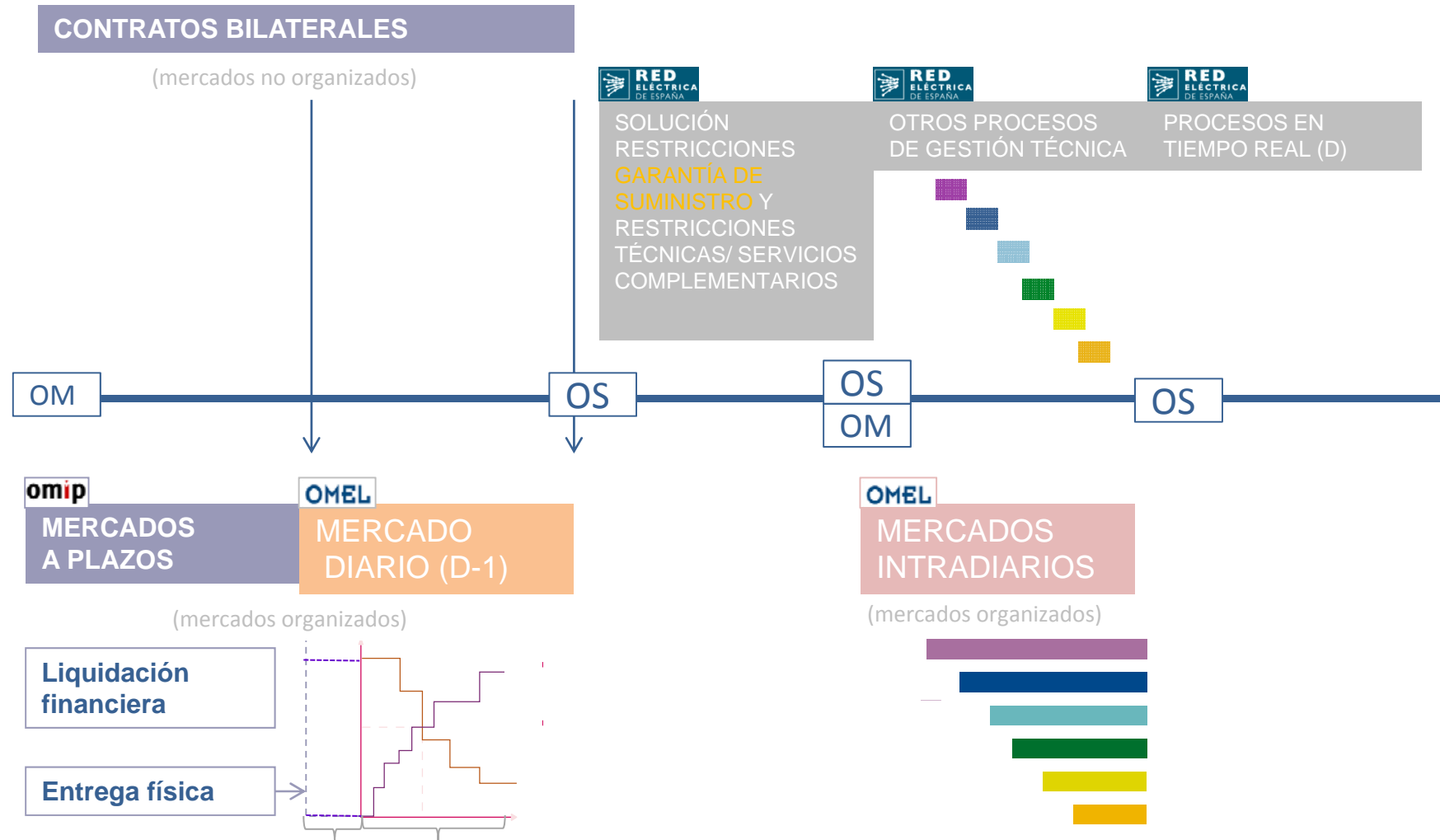
Teniendo en cuenta la realidad empresarial existente, el que el mercado de producción sea físico es la mejor opción para la correcta formación del precio del mercado diario, y permite que sea la referencia para otras formas de contratación de energía

Permite la supervisión del mercado por los reguladores con la información que proporcionan los operadores del mercado y del sistema



MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD

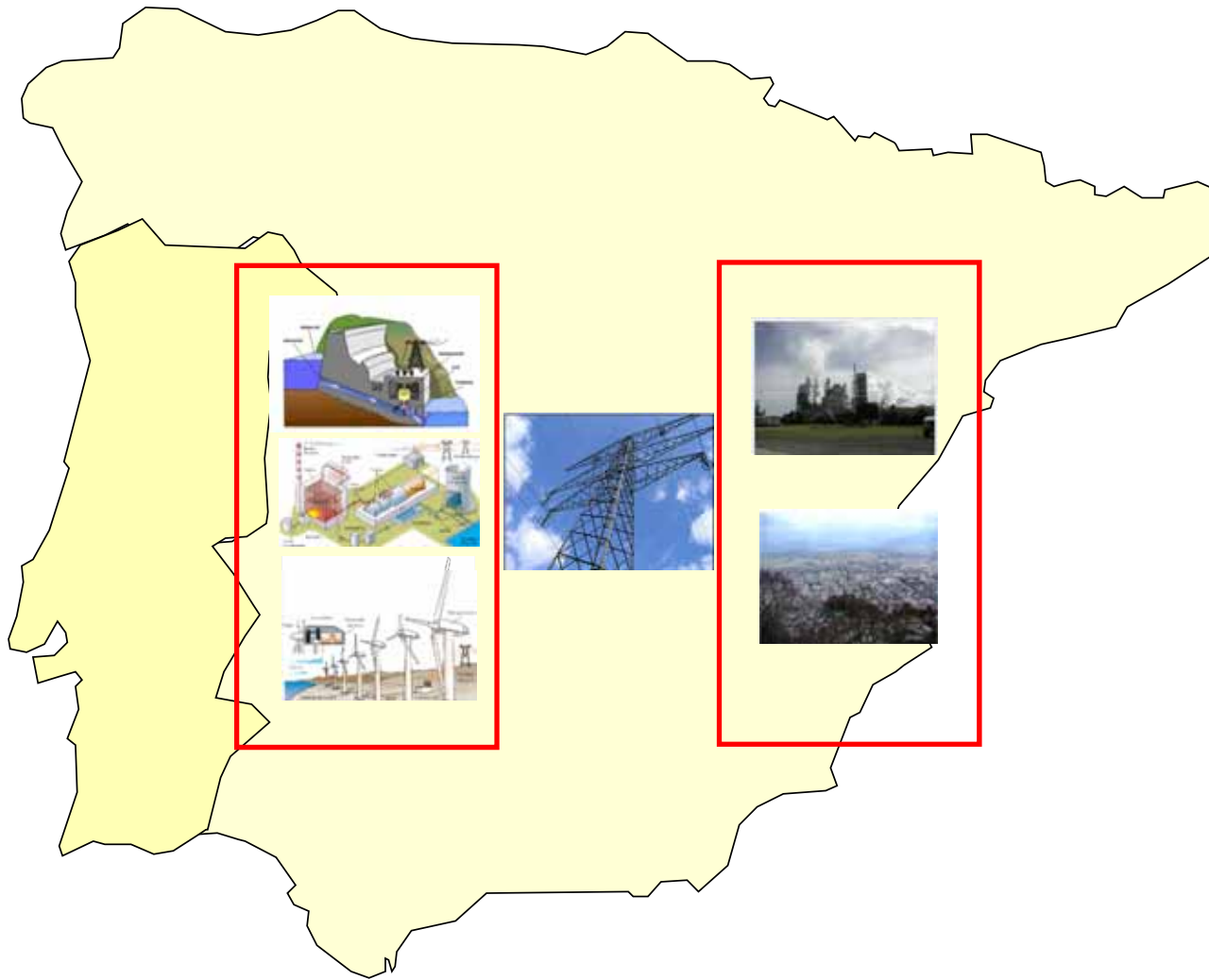
Horizontes temporales de contratación



La difícil almacenabilidad de la electricidad determina los horizontes temporales de contratación



MERCADO DIARIO

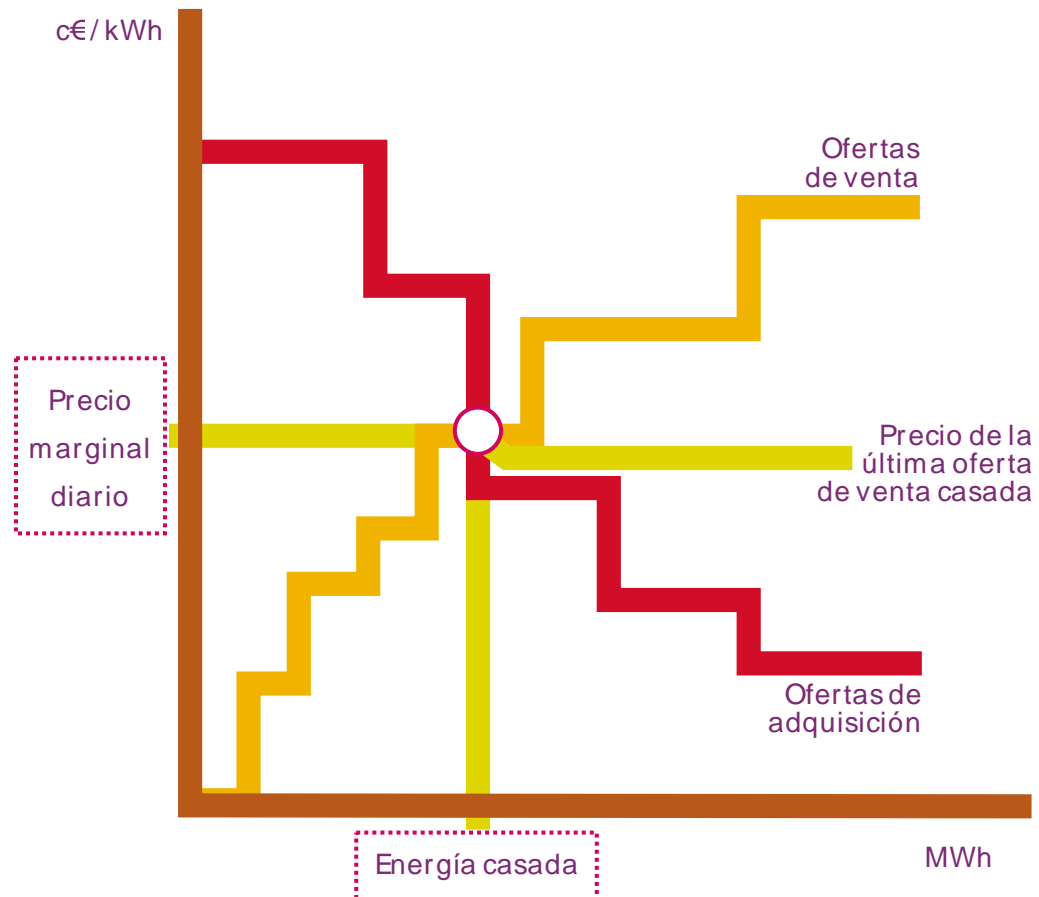




PROCEDIMIENTO DE CASACIÓN

Curvas agregadas

CURVA DEL MERCADO DIARIO PARA CADA HORA



El punto de corte establece la energía casada, y el precio de la hora es el precio de la última oferta de venta casada (está en tramitación el cambio del precio al punto de corte)



CONDICIONES COMPLEJAS

Condiciones transversales económicas:

Condición de ingresos mínimos

Condiciones transversales técnicas:

Condición de variación
de capacidad de
producción

Condición de
indivisibilidad

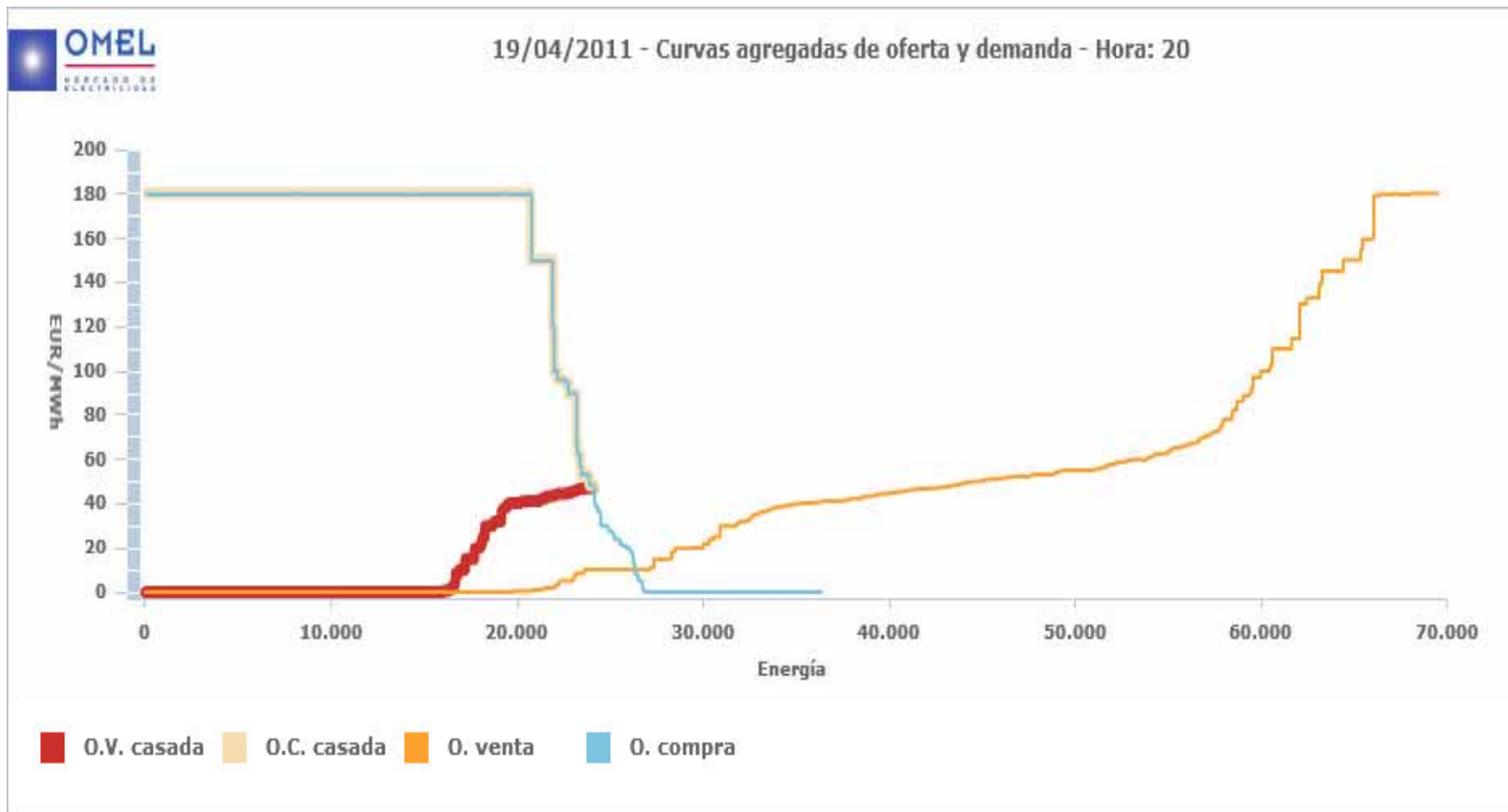
Condición de parada
programa

El algoritmo de casación verifica esta condición
siempre limitando la aceptación de la oferta



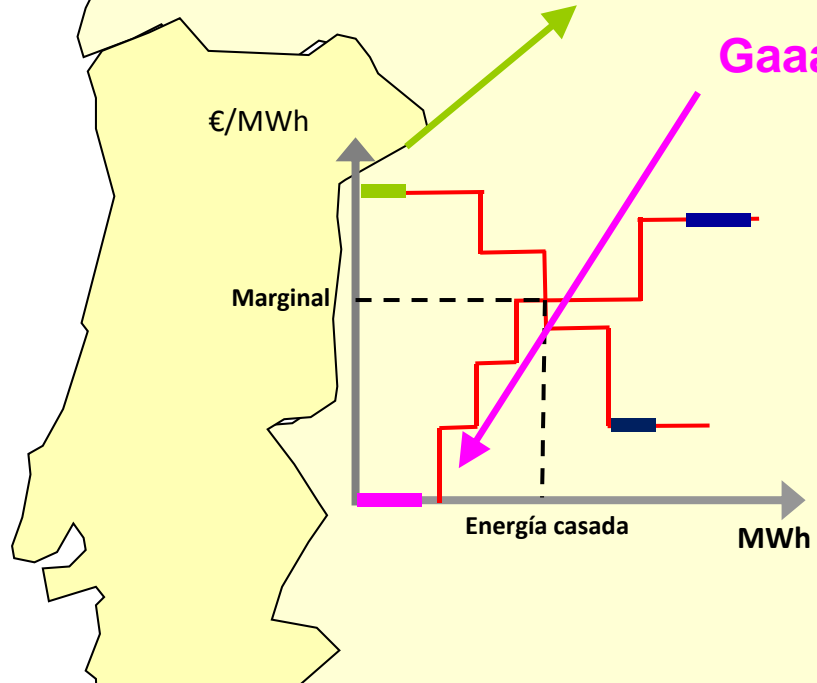
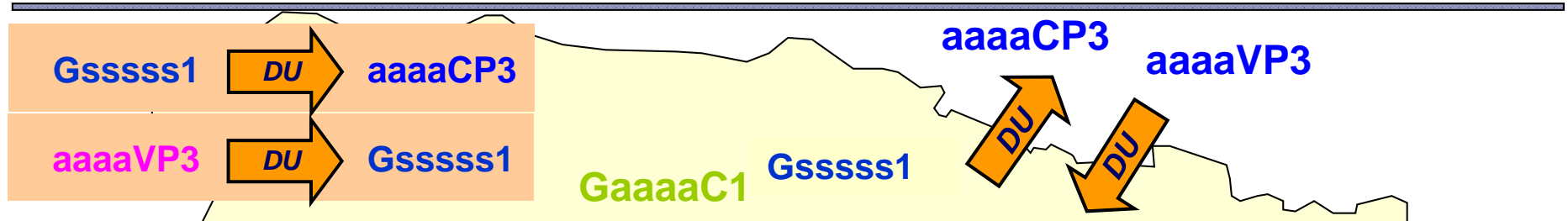
CURVAS DE VENTA Y COMPRA AGREGADAS

Las ofertas competitivas, que estarían por debajo del precio marginal, si no cumplen las condiciones complejas son retiradas del proceso de casación:





DECLARACIÓN DE DERECHOS DE USO DE CAPACIDAD



Los derechos de uso adquiridos en subastas **mensuales o anuales** se declaran como bilaterales firmes (la energía pasa la frontera).

Los derechos de subastas **diarias** pueden ser bilaterales firmes u ofertas. Si no casa o casa pero no declara la contraparte, pierde los derechos.

En el PDBF el saldo de ventas y compras (de bilaterales y mercado) **DEBE** ser nulo. Existen penalizaciones económicas (POs)

aaaaCP3 = Unidad de compra desde Francia con derechos previos (subastas explícitas)

aaaaVP3 = Unidad de venta desde Francia con derechos previos (subastas explícitas)



MERCADO INTRADIARIO (1)

El mercado intradiario es un mercado de ajustes

Los agentes podrán presentar tanto ofertas de venta compra para una unidad de producción o adquisición

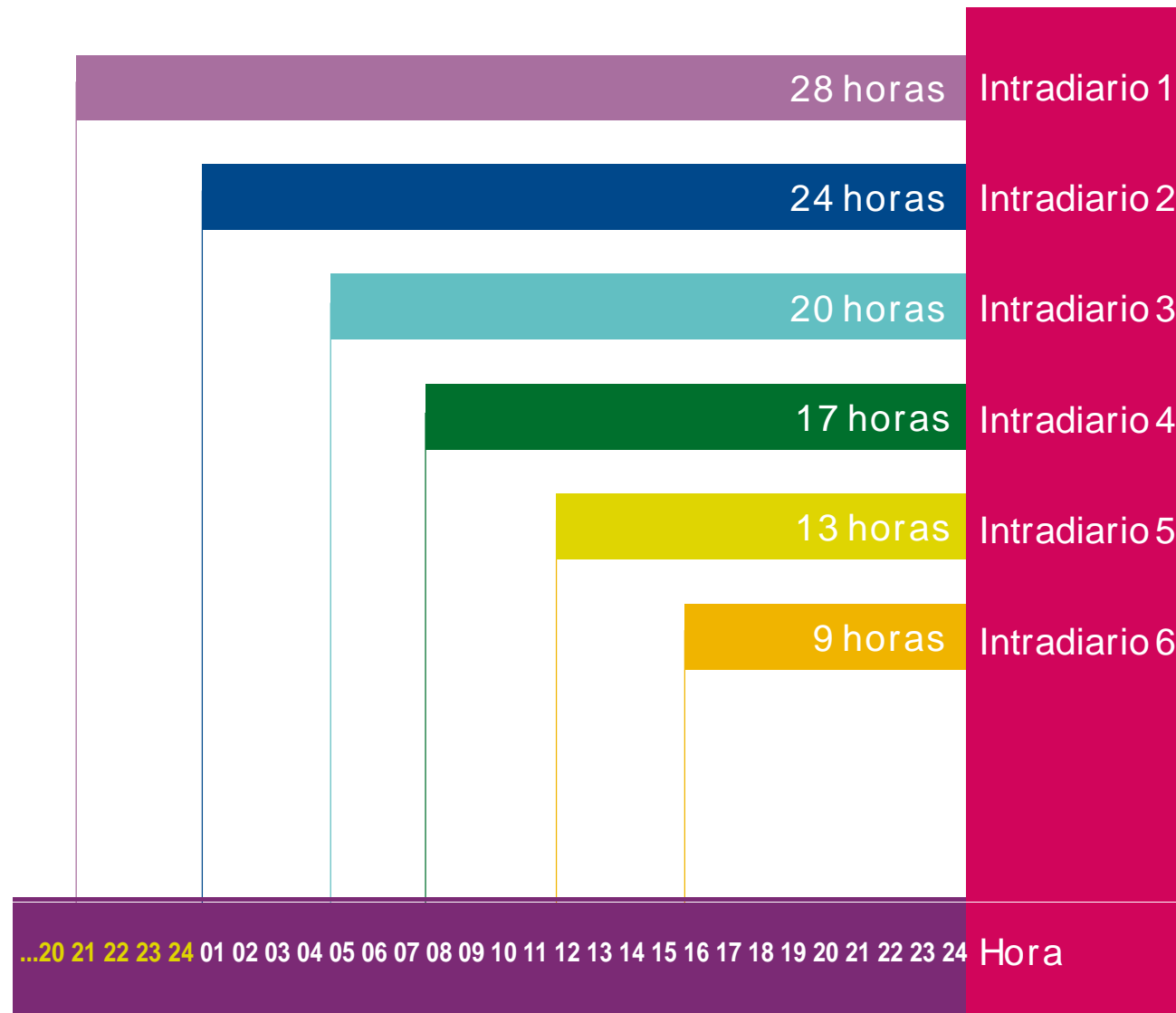
No es obligatoria la presentación de ofertas.

Agentes que hayan participado en la sesión correspondiente del mercado diario de producción:

- Agentes que previamente hayan participado en el mercado diario mediante una oferta válida.
- Agentes que previamente hayan comunicado al OS correspondiente (español o portugués) la existencia de un contrato bilateral.
- Las unidades físicas que hubieran comunicado la indisponibilidad al OS correspondiente (español o portugués) con anterioridad al cierre del mercado diario de producción y que hubieran recuperado su disponibilidad podrán presentar ofertas de venta en la sesión correspondiente del MI

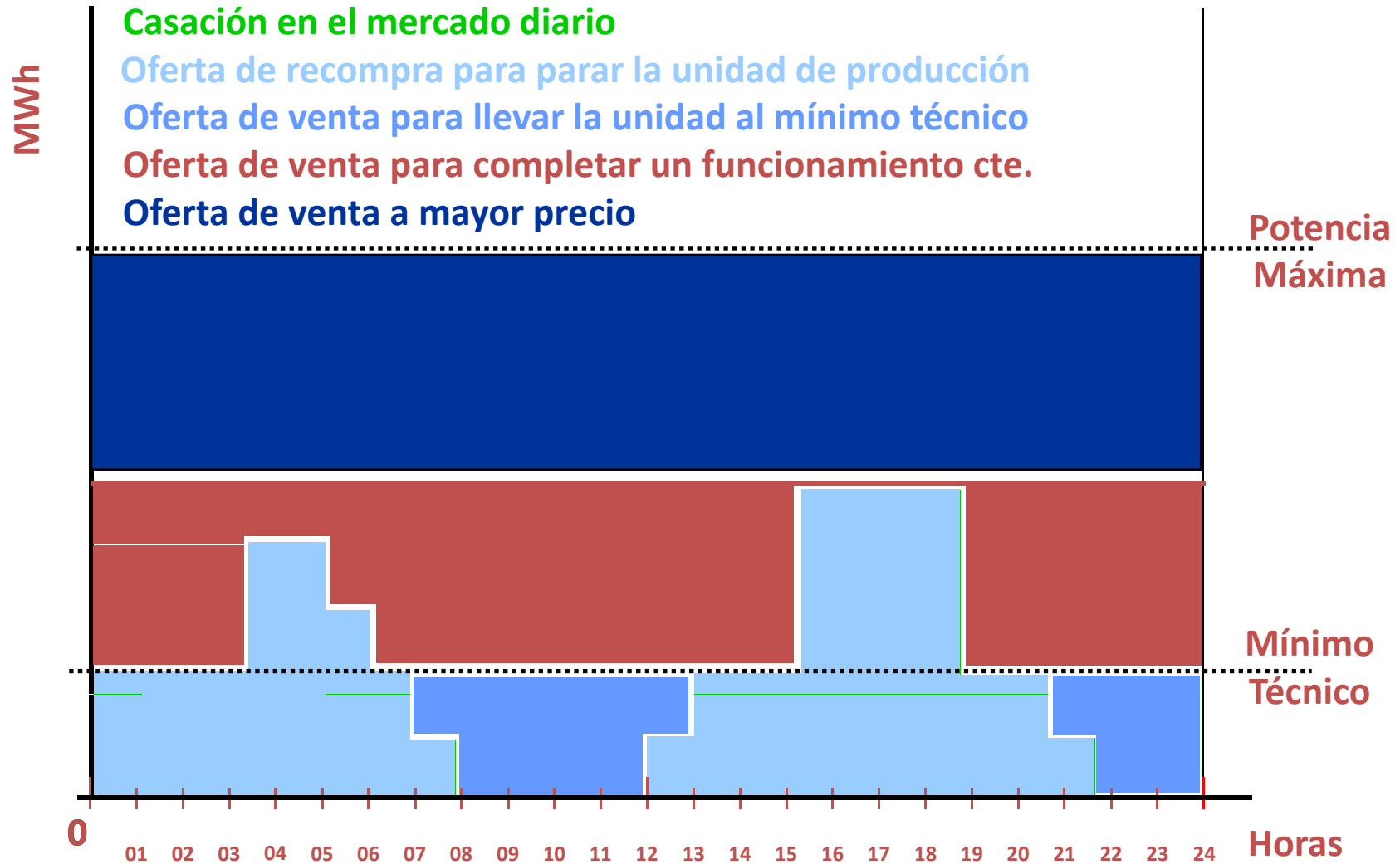


SESIONES DEL MERCADO INTRADIARIO



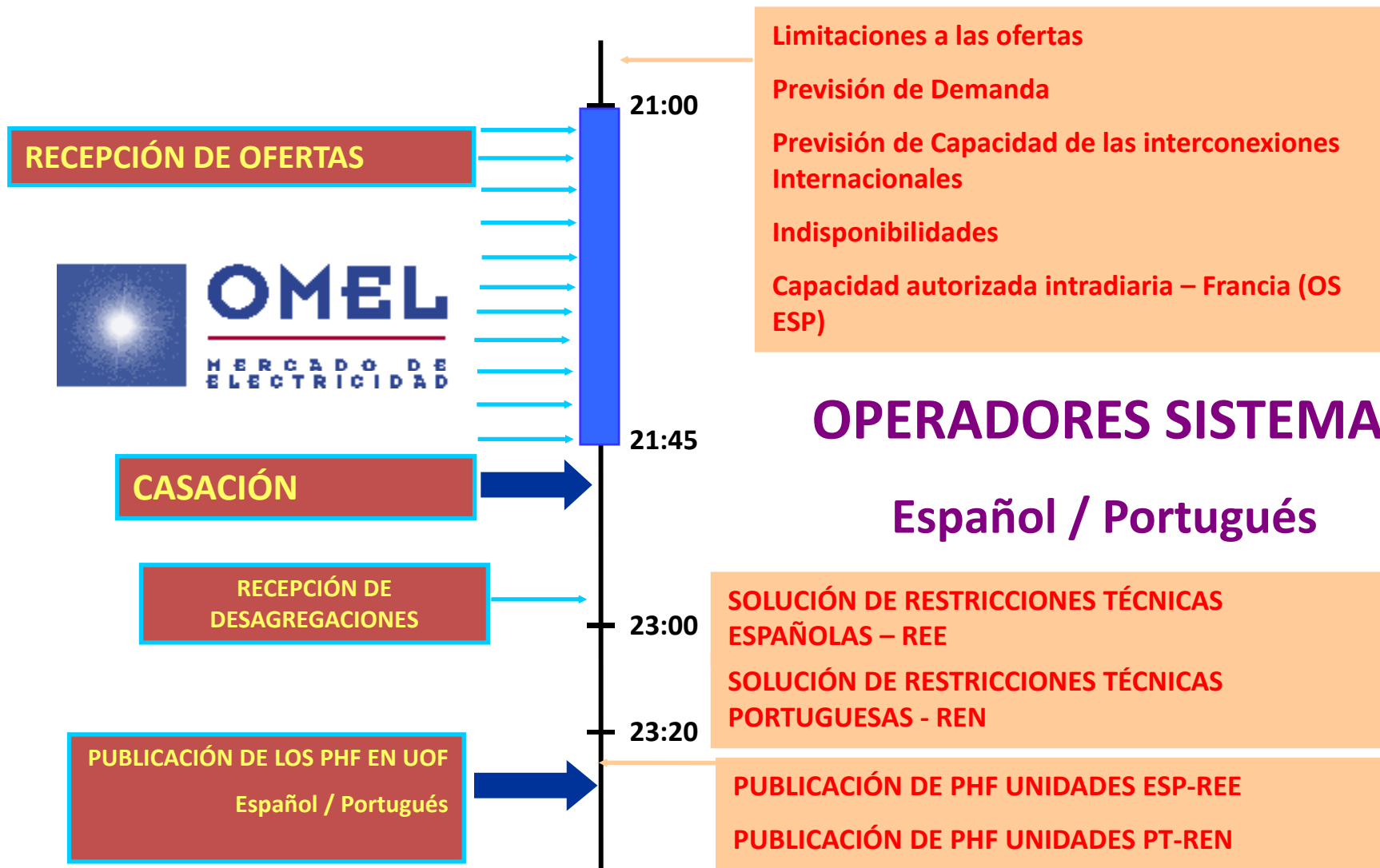


MERCADO INTRADIARIO (3)



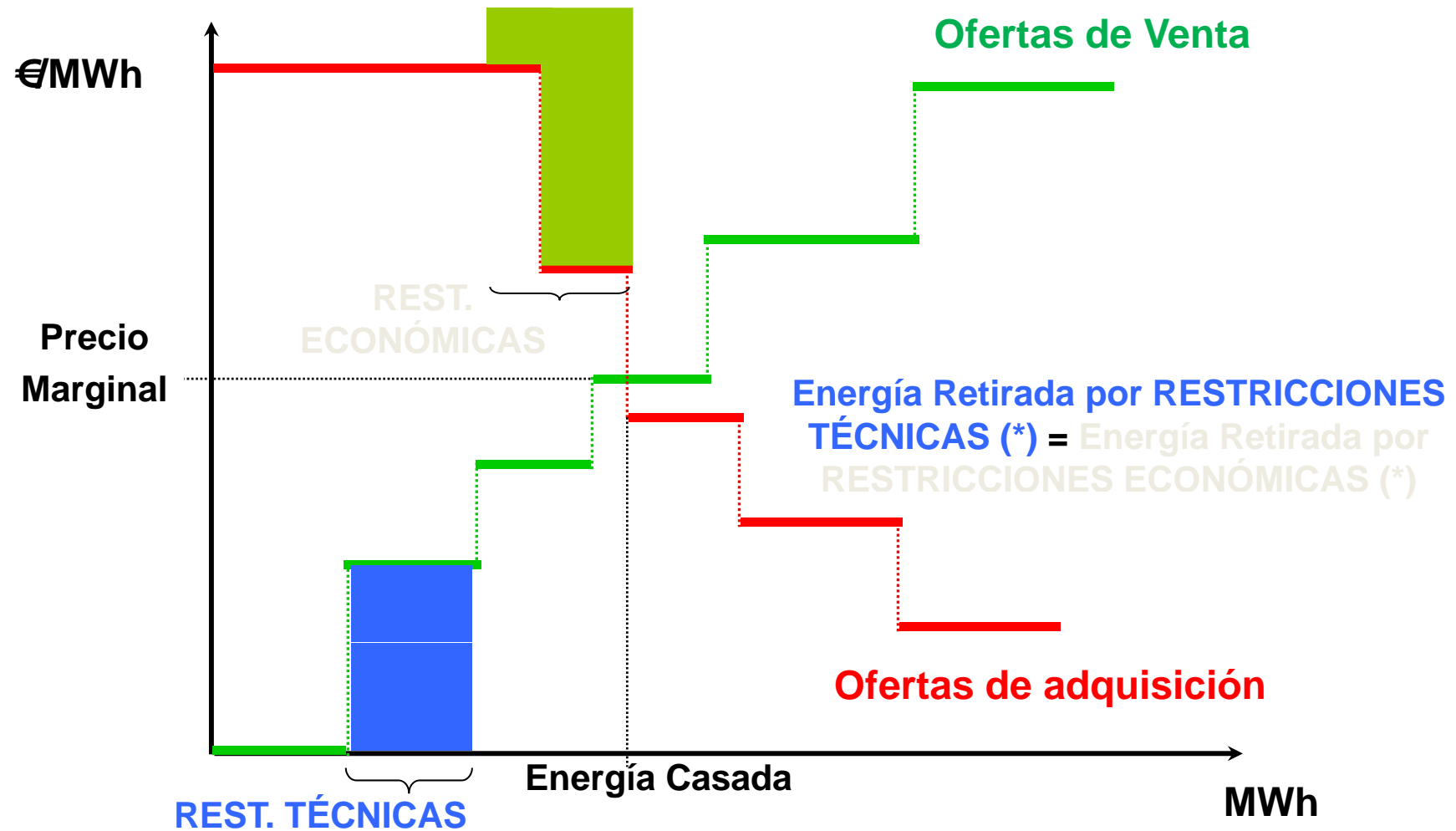


MERCADO INTRADIARIO (4)





MERCADO INTRADIARIO (5)



(*) Cada operador de sistema en el sistema de su responsabilidad



AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS



CONTRATACIÓN A PLAZO

A PLAZO

**Contratación bilateral a
plazo (física o financiera)**

**Subastas de energía (física
o financiera)**

Mercado Organizado

**Tarifas de último recurso,
etc..**



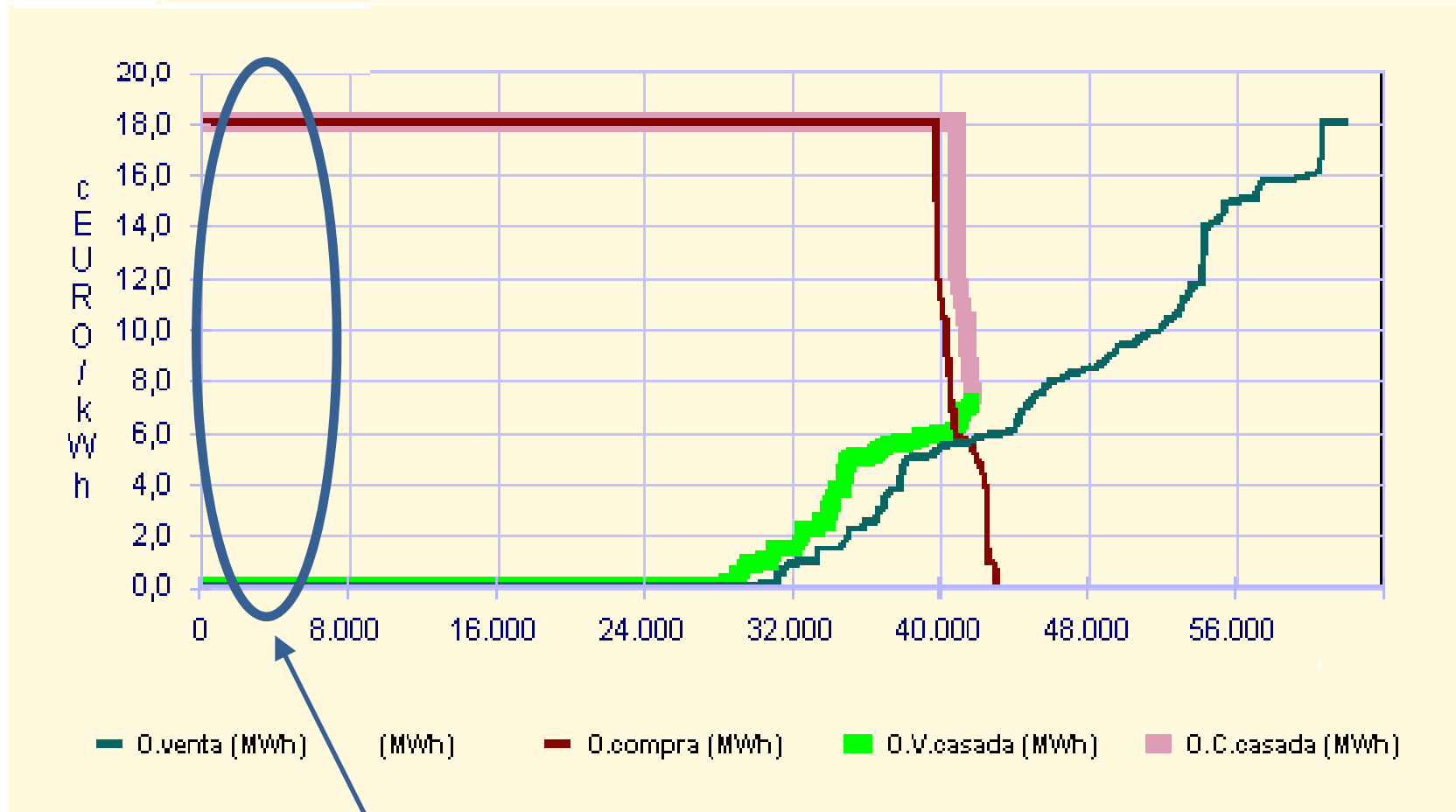
OMIP- OMICLEAR MERCADO A PLAZO

TIPO CONTRATOS

	FUTUROS	FORWARD	SWAP
TIPO DE CONTRATOS	FISICO	FISICO	FINANCIERO
	FINANCIERO		
VENCIMIENTO	ANUAL	ANUAL	ANUAL
	TRIMESTRAL	TRIMESTRAL	TRIMESTRAL
	MENSUAL	MENSUAL	MENSUAL
	SEMANAL	SEMANAL	SEMANAL
	DIARIO		
SUBYACENTE	ESPAÑA BASE	ESPAÑA BASE	ESPAÑA BASE
	ESPAÑA PUNTA		
	PORTUGAL BASE		
	PORTUGAL PUNTA		
LIQUIDACIÓN	DIARIA	MENSUAL	MENSUAL
	SIN IVA	CON IVA	SIN IVA
	MARK-TO-MARKET	GARANTÍAS: CALCULO DIARIO MARGEN VARIACIÓN.	GARANTÍAS: CALCULO DIARIO MARGEN VARIACIÓN.
	EN EL PERIODO DE ENTREGA LAS POSICIONES ABIERTAS SE ENVIAN A OMEL	EN EL PERIODO DE ENTREGA LAS POSICIONES ABIERTAS SE ENVIAN A OMEL	



CONTRATACIÓN BILATERAL FÍSICA

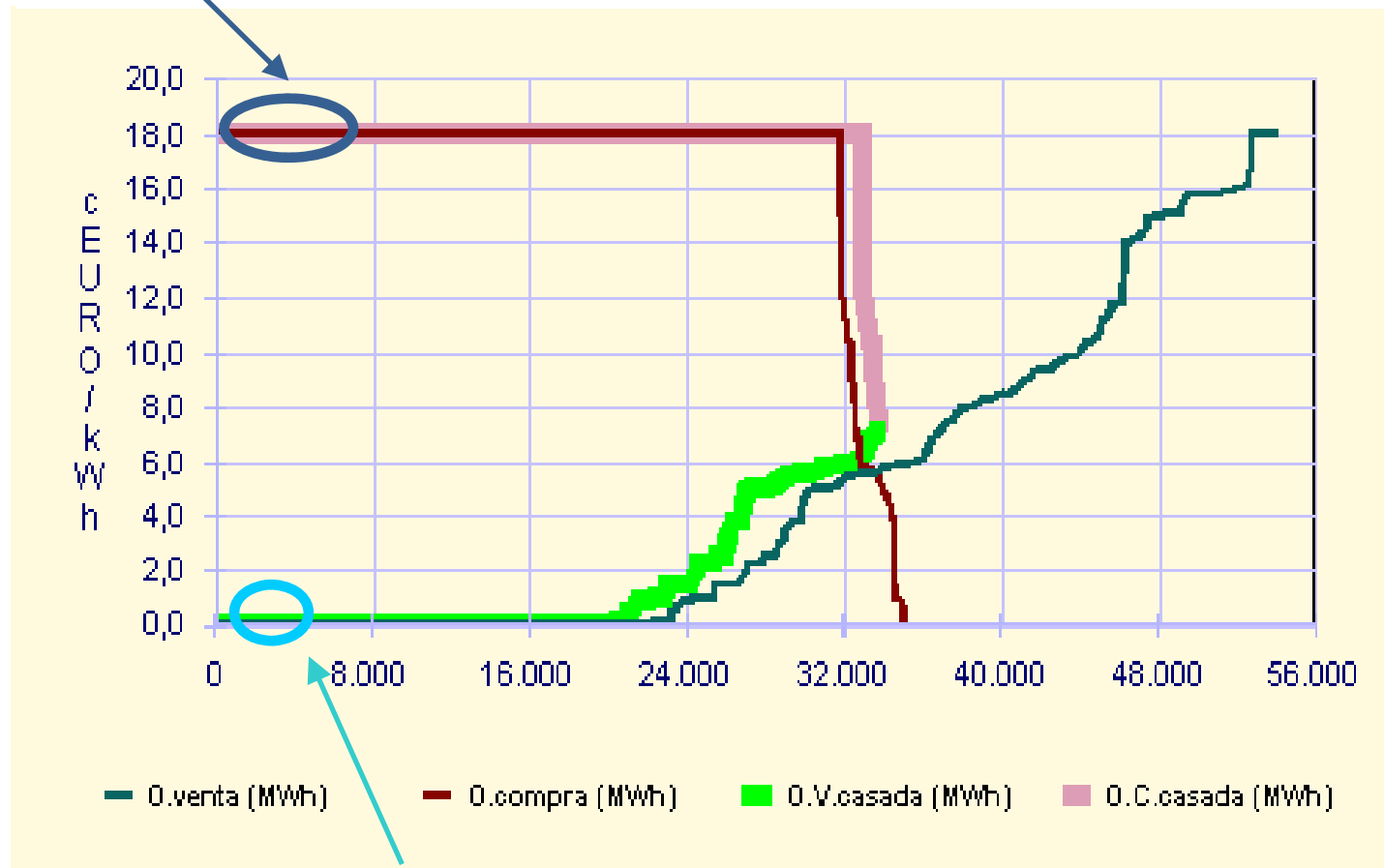


Contratación bilateral (Ej: 8.000). Es como una ampliación de las curvas de venta y compra en la misma cantidad



MERCADO ORGANIZADO CON POSIBILIDAD DE ENTREGA FÍSICA (OMIP)

Un comprador que lo ha solicitado recibe energía mediante una oferta de compra en el mercado diario



Un vendedor que lo ha solicitado entrega su energía mediante una oferta de venta a precio cero en el mercado diario



CESUR: PRODUCTOS A SUBASTAR

Los productos y cantidades son establecidos por Resolución.

Productos a subastar:

- Carga BASE (todas las horas del día) durante un periodo (Trimestre, etc).
- Carga PUNTA (de 8:00 a 20:00 -12 horas- de lunes a viernes) durante un periodo (Trimestre, etc).

Los comercializadores de último recurso solicitarán a la CNE su volumen máximo de compra en cada subasta.

La Secretaría de Estado de Energía, teniendo en cuenta toda la información que le suministre la CNE, fijará la cantidad máxima de productos a adquirir en cada subasta por cada comercializador.

La tarifa de último recurso, que pagarán los consumidores con derecho a ella, se calculará para cada trimestre según se establece en la Orden ITC/1659/2009. de 22 de junio, teniendo en cuenta el resultado de las subastas para ese trimestre.



CESUR: PRODUCTOS SUBASTADOS

Los productos subastados en anteriores subastas CESUR han sido:

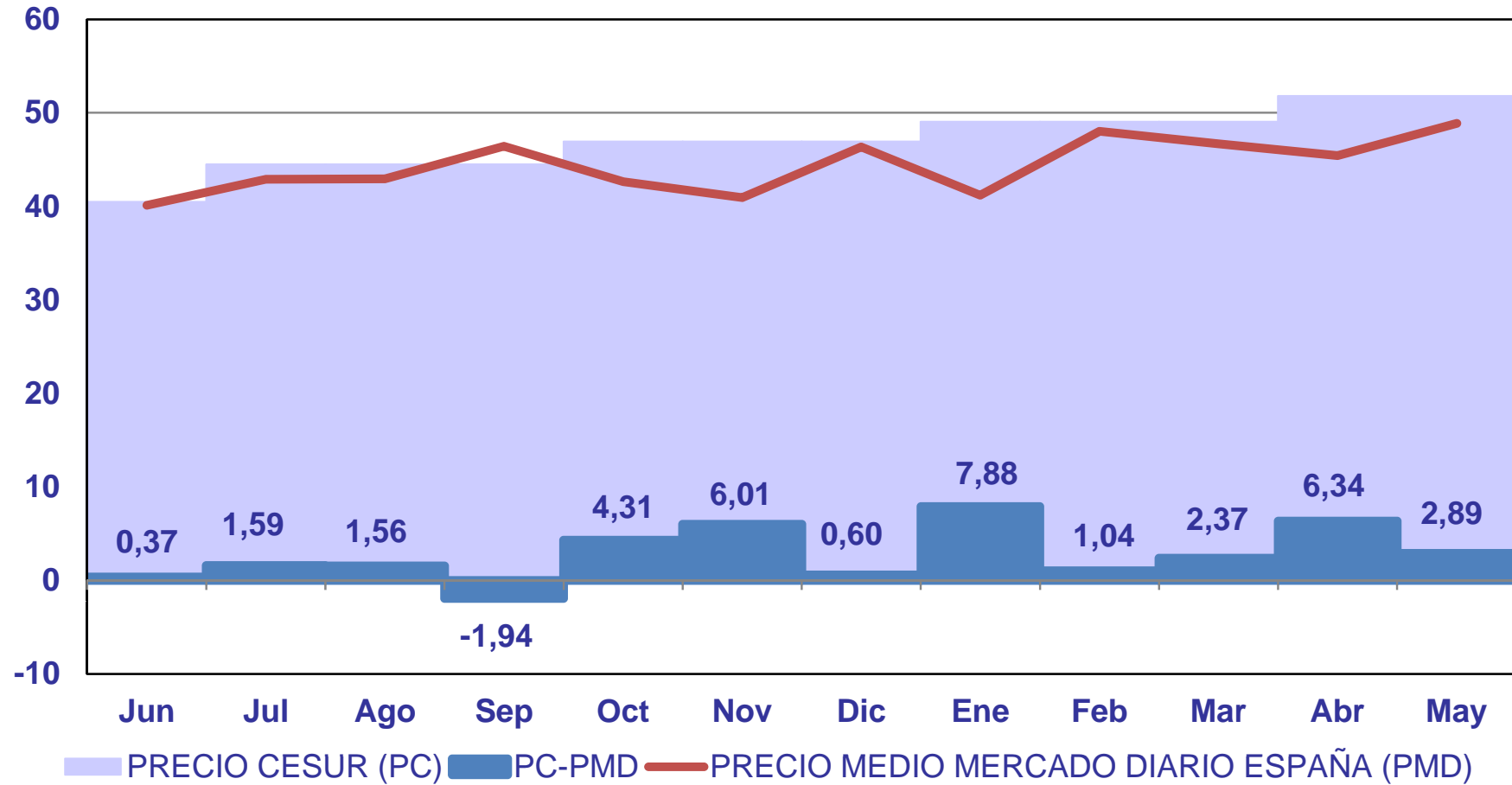
Subasta	Periodo	Producto	Precio (€/MWh)	MWh
1ª	Q3 2007	BASE	46,27	6.500
2ª	Q4 2007	BASE	38,45	6.500
3ª	Q1 2008	BASE	64,65	6.500
4ª	Q2 2008	BASE	63,36	3.500
	Semestre ABRIL 08 - SEPT 08	BASE	63,73	3.500
5ª	Q3 2008	BASE	65,15	1.800
	Semestre JUL 08 - DIC 08	BASE	65,79	900
6ª	Q4 2008	BASE	72,49	2.000
	Semestre OCT 08 - MAR 09	BASE	72,45	1.000
7ª	Q1 2009	BASE	58,86	3.400
		PUNTA	66,84	200
8ª	Q2 2009	BASE	36,58	2.400
		PUNTA	38,22	450
9ª	Q3 2009	BASE	42,00	4.800
		PUNTA	47,60	670
	Q4 2009	BASE	45,67	5.000
		PUNTA	51,31	670
10ª	Q1 2010	BASE	39,43	4.800
		PUNTA	43,70	540
	Q2 2010	BASE	40,49	4.800
		PUNTA	44,52	600
11ª	Q3 2010	BASE	44,50	4.000
		PUNTA	50,48	536
12ª	Q4 2010	BASE	46,94	4.000
		PUNTA	53,00	392
13ª	Q1 2011	BASE	49,07	4.000
		PUNTA	53,99	306
14ª	Q2 2011	BASE	51,79	4.000
		PUNTA	55,13	406



LIQUIDACIÓN DE LA SUBASTA CESUR

EUR/MWh

Evolución producto base CESUR Junio 2010 - Mayo 2011





ORDEN ITC/4112/2005, DE 30 DE DICIEMBRE

La ORDEN ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica establece.

- *“...un mecanismo de subasta de contratos basados en las diferencias de precios para cada hora en el mercado diario entre el sistema eléctrico español y el sistema eléctrico portugués en diferentes horizontes temporales...”*

Existen diferentes tipo de contratos entre los cuales están:

- Contrato 1: “contrato forward de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal”.
- Contrato 2: “contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de España a Portugal”
- Contrato 3: “contrato opción de cobertura para exportación de energía eléctrica de Portugal a España”

Se subastan contratos de 1 MW de nominal



DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL COMPRADOR DE UN PRODUCTO FORWARD

El comprador de un contrato 1 (forward) tendrá:

- Derecho a recibir el producto de la energía asociada al nominal del contrato cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo portugués (P_p) menos el precio correspondiente en el polo español (P_e), en aquellas horas para las que dicha diferencia ($P_p - P_e$) sea positiva.

Si Precio portugués es mayor que el precio español:

$$DC = (\text{Precio portugués} - \text{Precio español}) * \text{Número de contratos}$$

- Obligación de pagar el producto de la energía asociada al nominal del contrato cada hora por la diferencia entre el precio del mercado diario en el polo español menos el precio correspondiente en el polo portugués, en aquellas horas para las que en las cuales la diferencia ($P_e - P_p$) sea positiva.

Si Precio español es mayor que el precio portugués:

$$OP = (\text{Precio español} - \text{Precio portugués}) * \text{Número de contratos}$$



AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

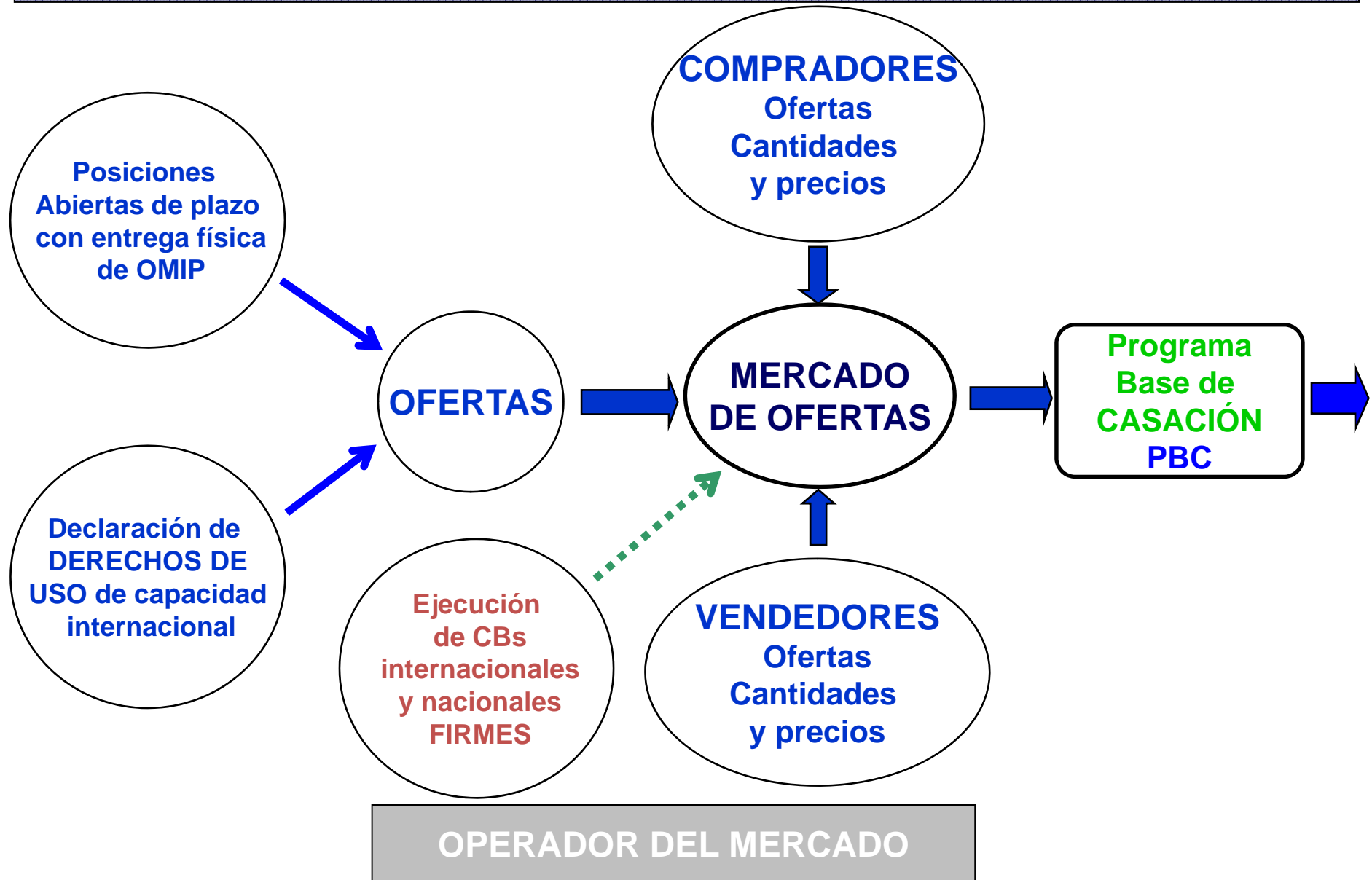
4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS

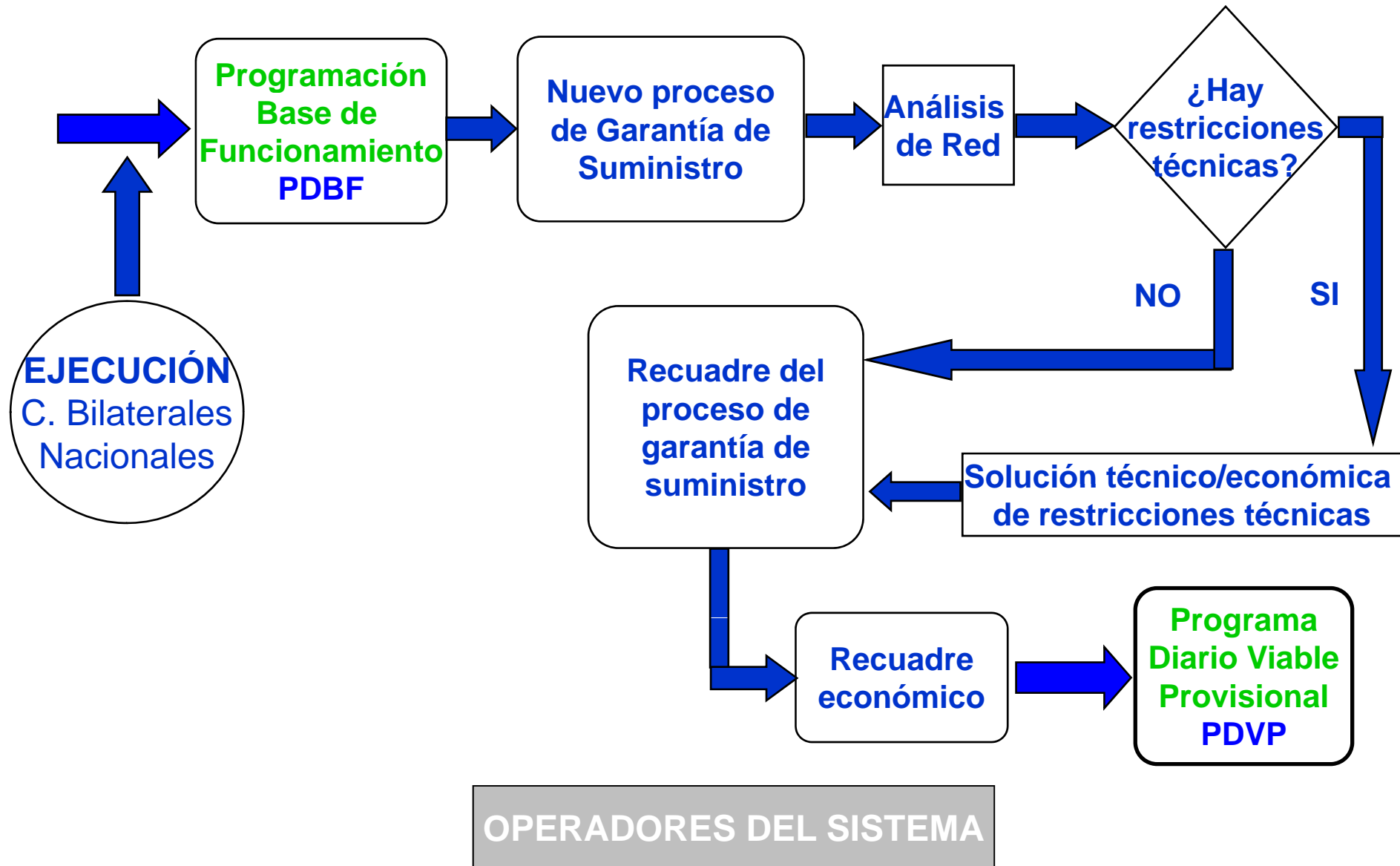


EL MERCADO DIARIO...





... MÁS CONTRATOS BILATERALES NACIONALES, MÁS SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES...



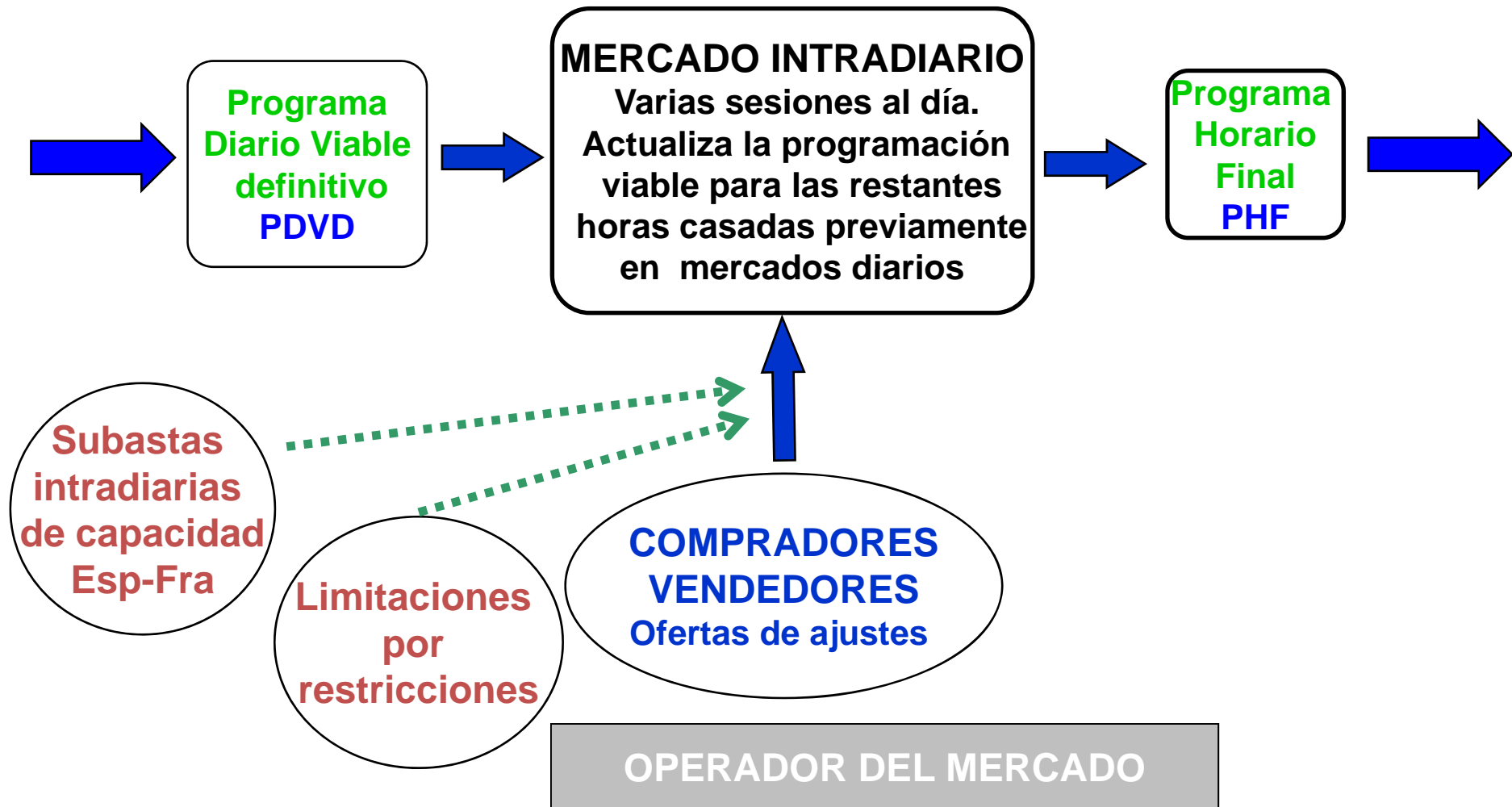


... MÁS ASIGNACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ...



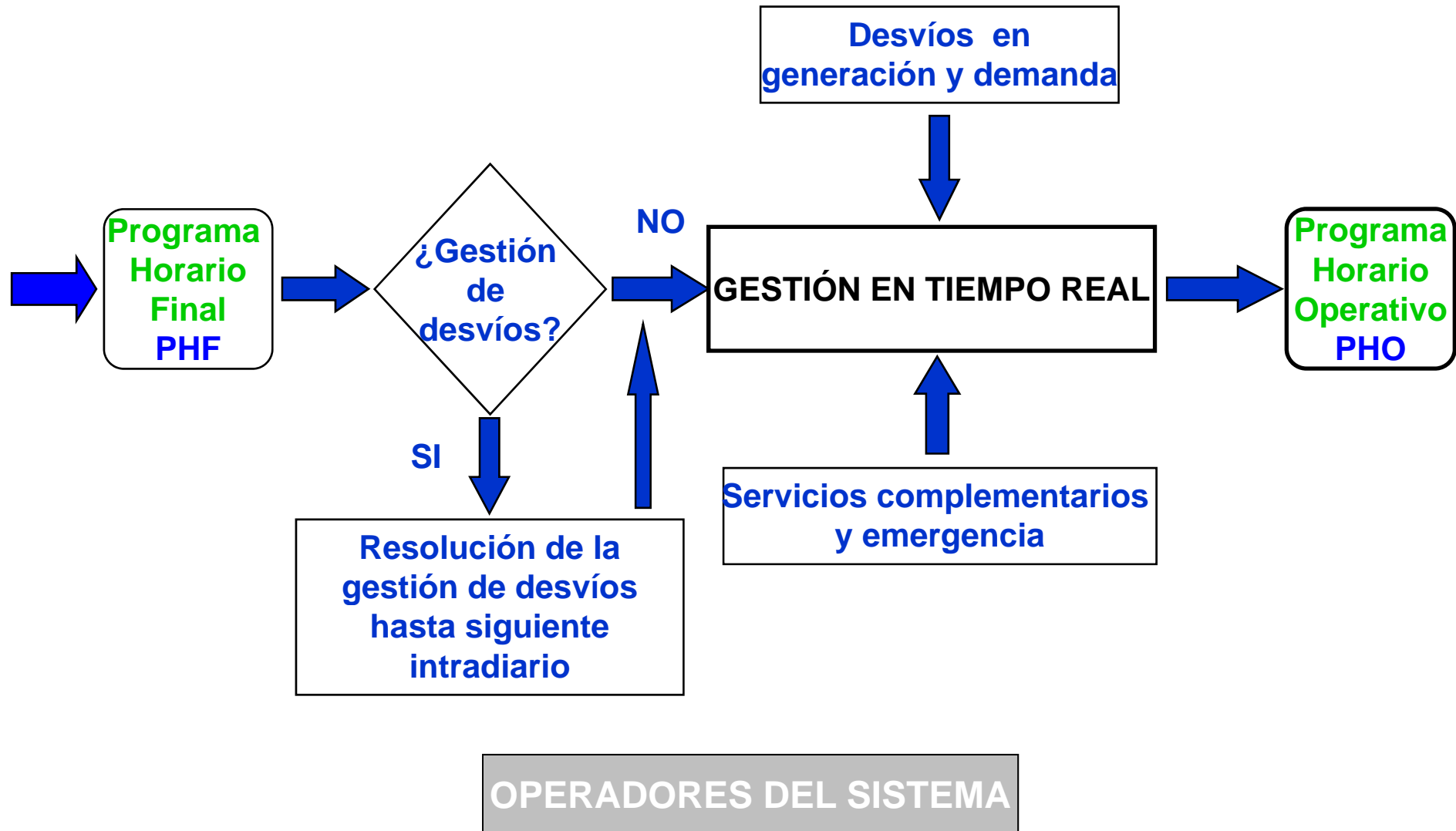


... MÁS MERCADO DE AJUSTES AL PROGRAMA DIARIO VIABLE (MERCADO INTRADIARIO)...





... MÁS GESTIÓN EN TIEMPO REAL





AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS



FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MIBEL. Interconexión España-Portugal (I)

Gestión de la interconexión. Se incluyen dos temas:

- **Técnicos:** Cálculo técnico de las capacidades comerciales disponibles y gestión técnica de la interconexión.
- **Comerciales:** Formación de precios en los mercados.

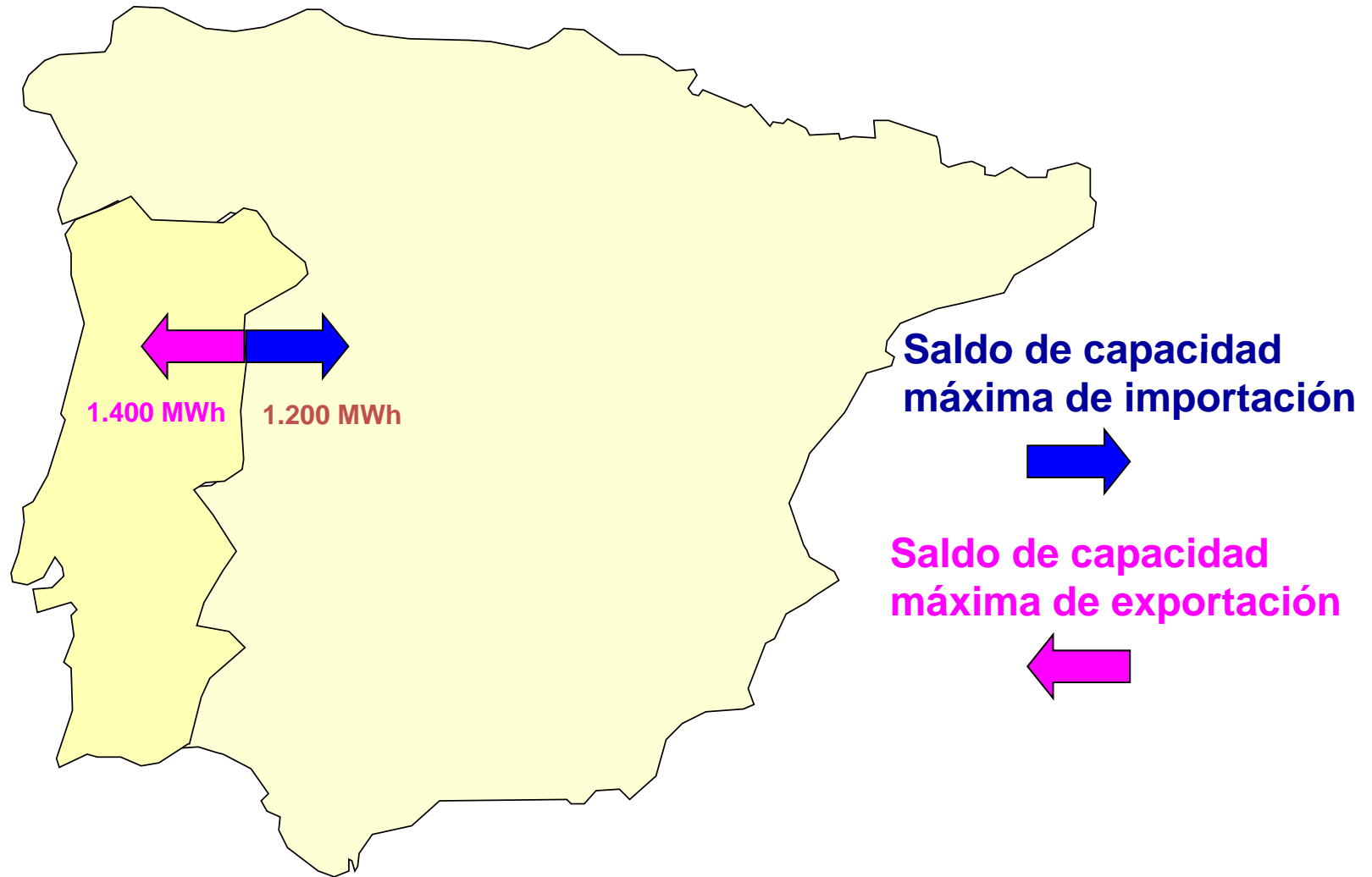
Los precios se forman en un nudo único, llevándose a cabo la separación de mercados (y por lo tanto de precios) en caso de congestión en la interconexión. El sistema eléctrico de precio inferior exporta al sistema eléctrico de precio superior.

- Antes del proceso de casación del mercado diario se pueden recibir contratos bilaterales España-Portugal (cuando existan subastas explícitas de opciones de derechos de uso de la capacidad).
- En caso de congestión, la interconexión se llena siempre en el sentido económicamente rentable.



FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MIBEL.

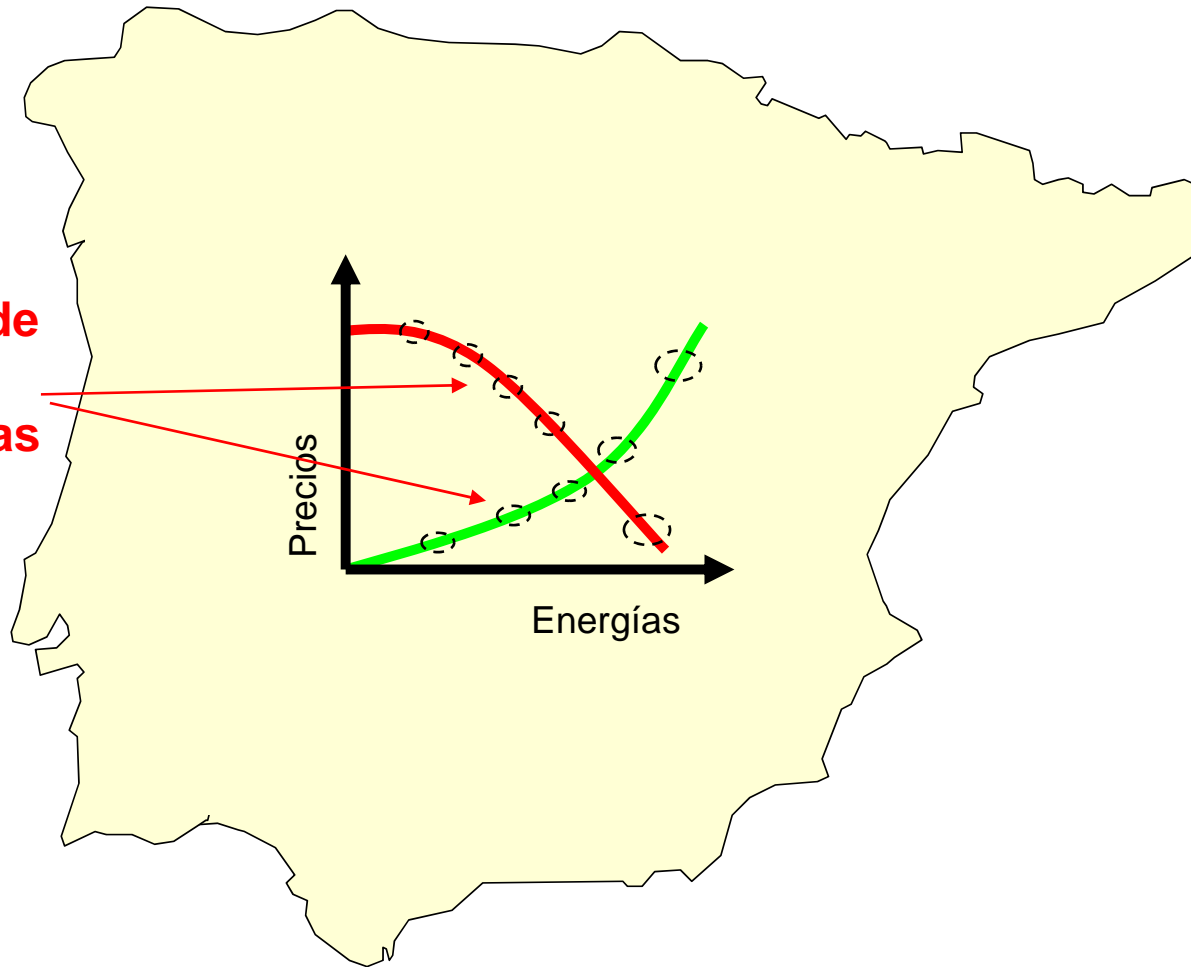
Interconexión España-Portugal (II)





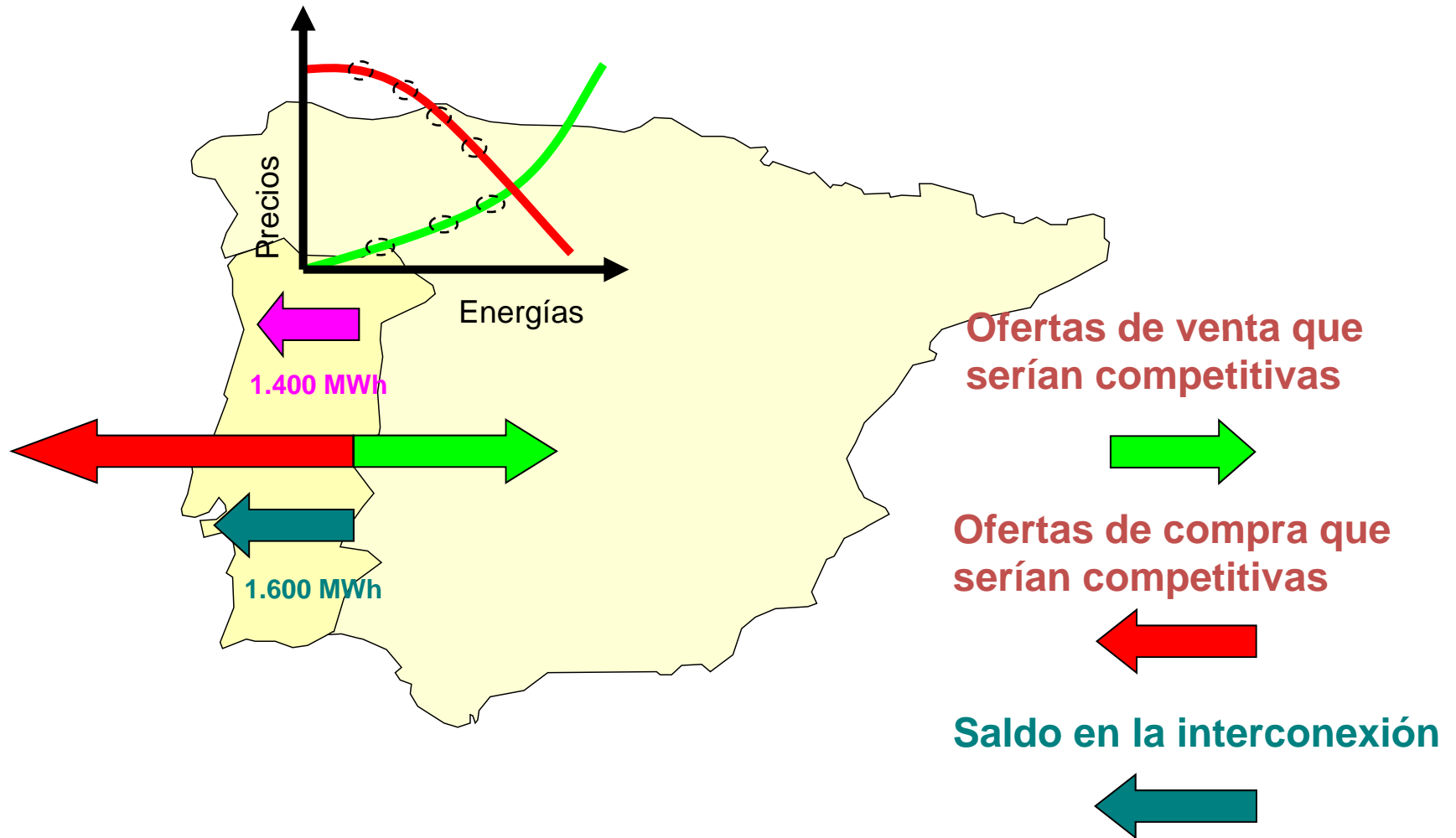
FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MIBEL. Interconexión España-Portugal (III)

Unidades de oferta portuguesas



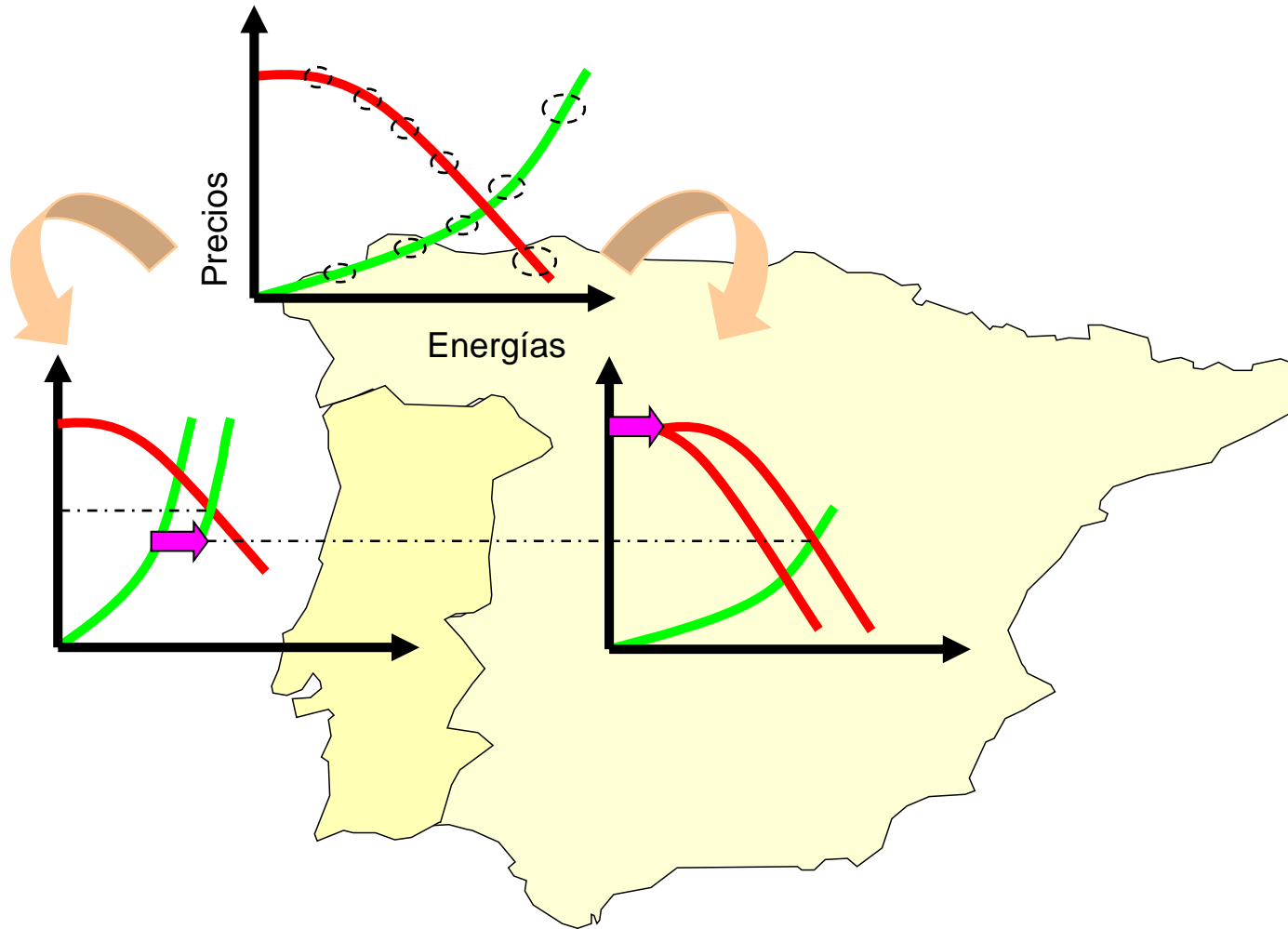


FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MIBEL. Interconexión España-Portugal (IV)





FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MIBEL. Interconexión España-Portugal (V)



Ejemplo: 1.400 MWh



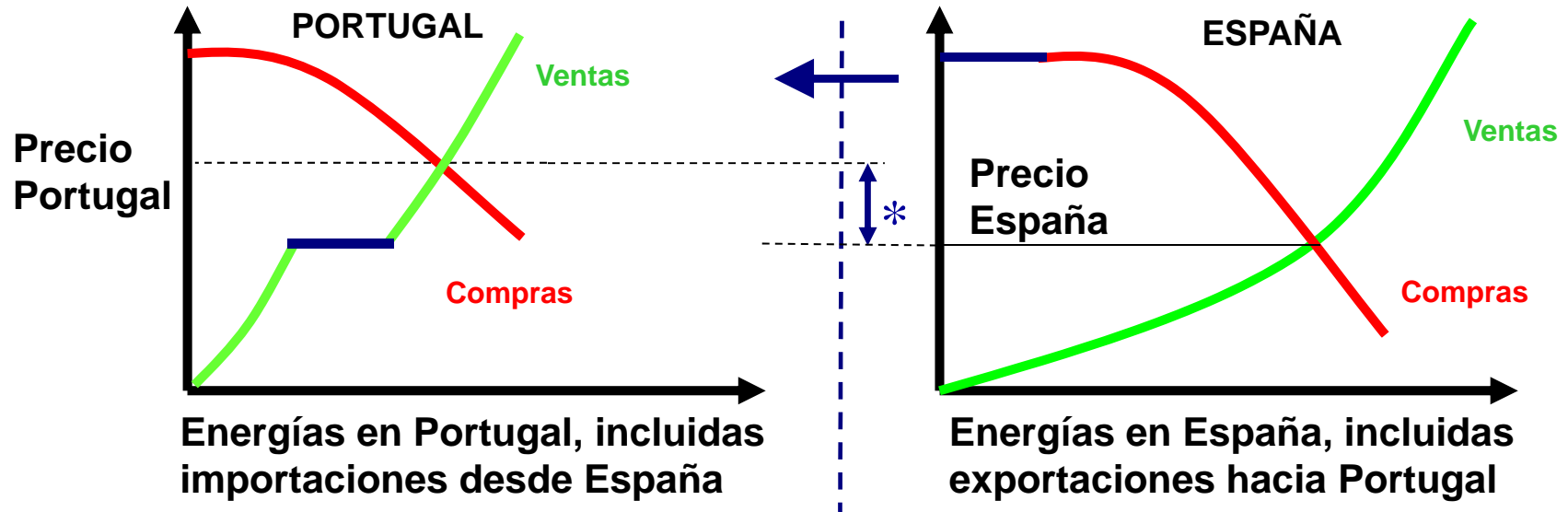
FORMACIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MIBEL.

Interconexión España-Portugal (VI)

Evaluación del saldo neto de la energía que cruza la interconexión, incluyendo los bilaterales en caso de existir.

En caso de que el valor anterior sea superior a la capacidad comercial se realiza un nuevo proceso de casación limitando el saldo neto de energía que cruza la interconexión al máximo publicado por los Operadores del sistema de España y Portugal.

Interconexión completamente utilizada en sentido España > Portugal



(*) Renta de congestión, en caso de existir separación de mercados



Ejemplo de liquidación Mercado Ibérico

Flujos de energía

Mercado Diario

07/08/2007 H24

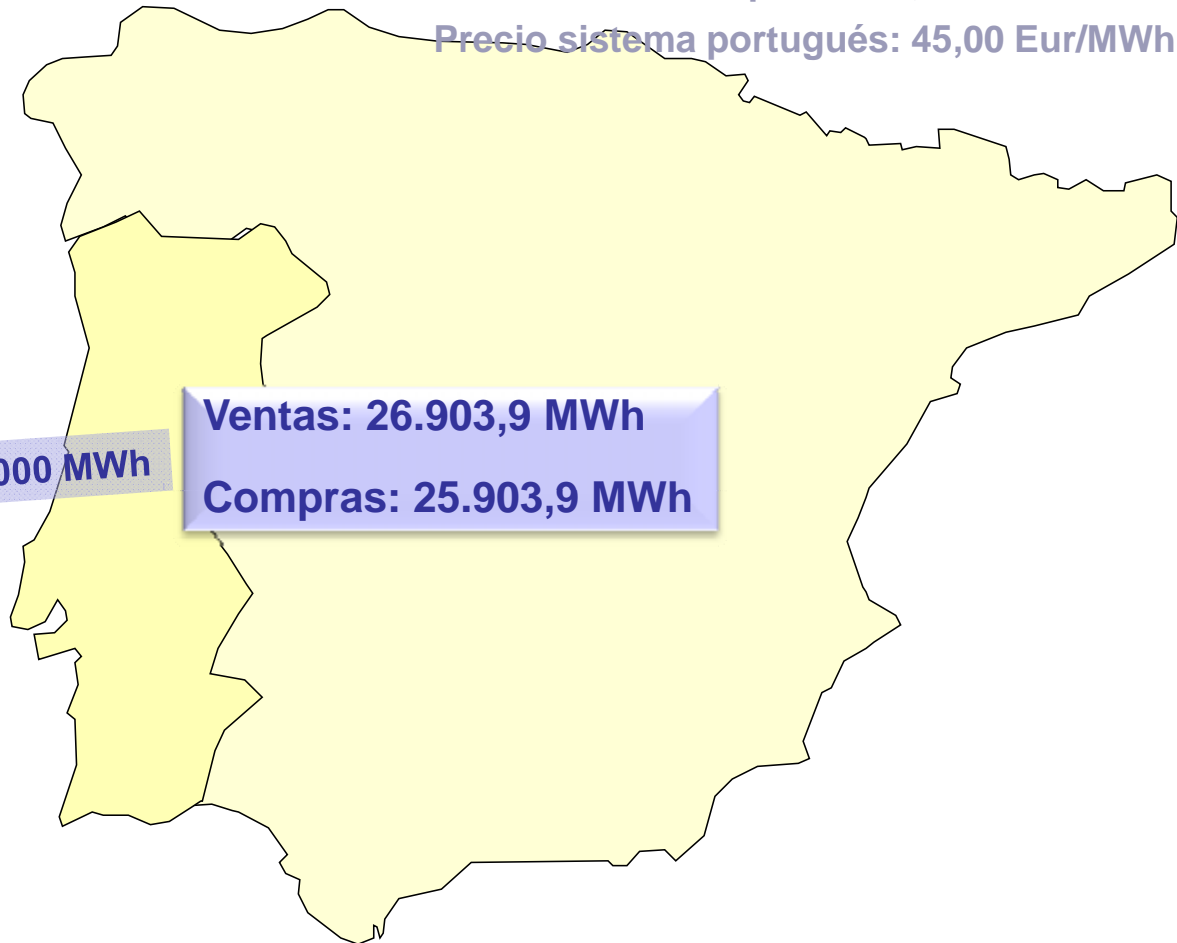
Precio sistema español: 30,00 Eur/MWh

Precio sistema portugués: 45,00 Eur/MWh

Ventas: 3.712,3 MWh
Compras: 4.712,3 MWh

1.000 MWh

Ventas: 26.903,9 MWh
Compras: 25.903,9 MWh





Ejemplo de liquidación Mercado Ibérico

Flujos económicos

Mercado Diario

07/08/2007 H24

Precio sistema español: 30,00 Eur/MWh

Precio sistema portugués: 45,00 Eur/MWh

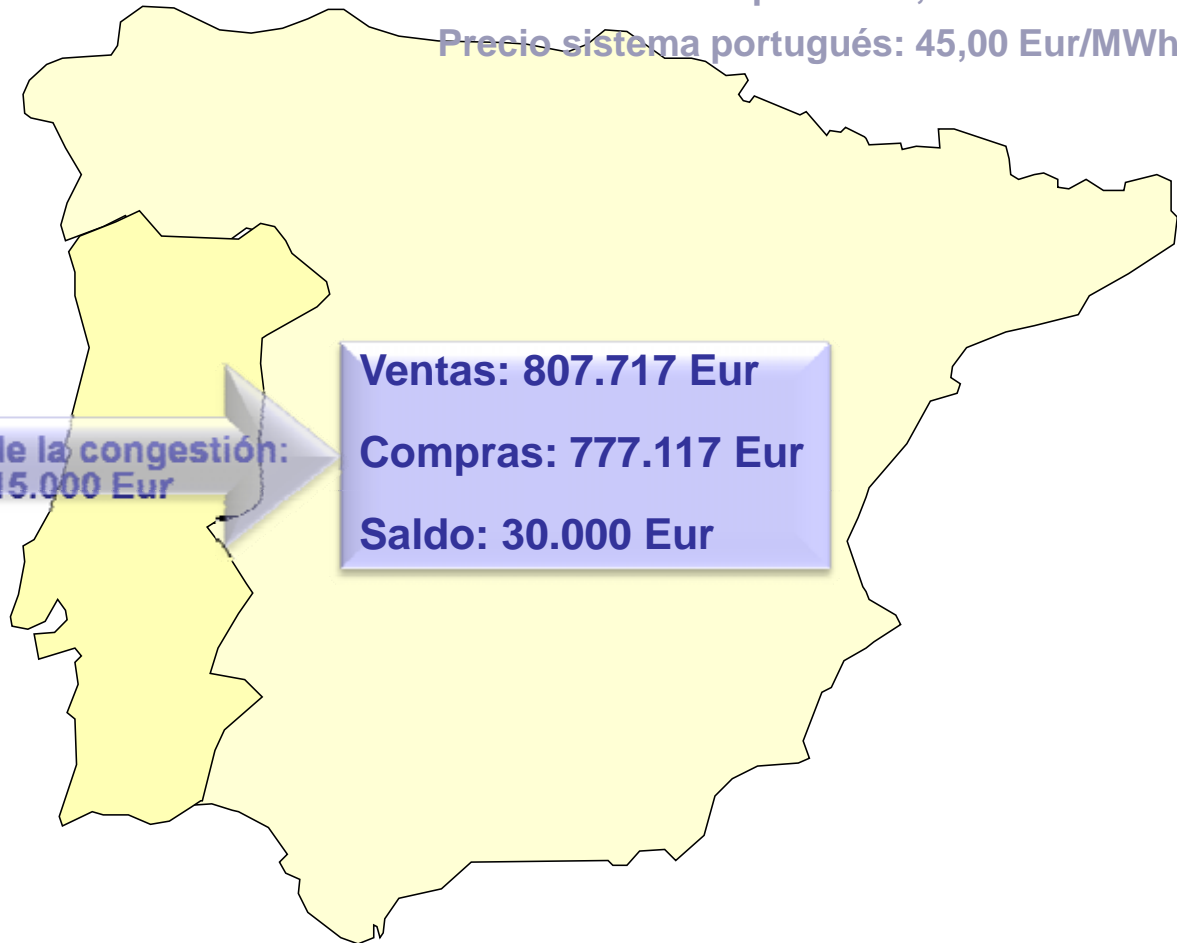
Ventas: 167.053,5 Eur
Compras: 212.053,5 Eur
Saldo: -45.000 Eur



Reparto de la renta de la congestión:
7.500 Eur REE (50 %)
7.500 Eur REN (50 %)

Renta de la congestión: 15.000 Eur

Ventas: 807.717 Eur
Compras: 777.117 Eur
Saldo: 30.000 Eur





AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS



INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS EUROPEOS DE ELECTRICIDAD

Cumbre de Energía del Consejo de Energía de la UE (4 de febrero de 2011)

“The internal market should be completed by 2014 so as to allow gas and electricity to flow freely”.



DIRECTIVA 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

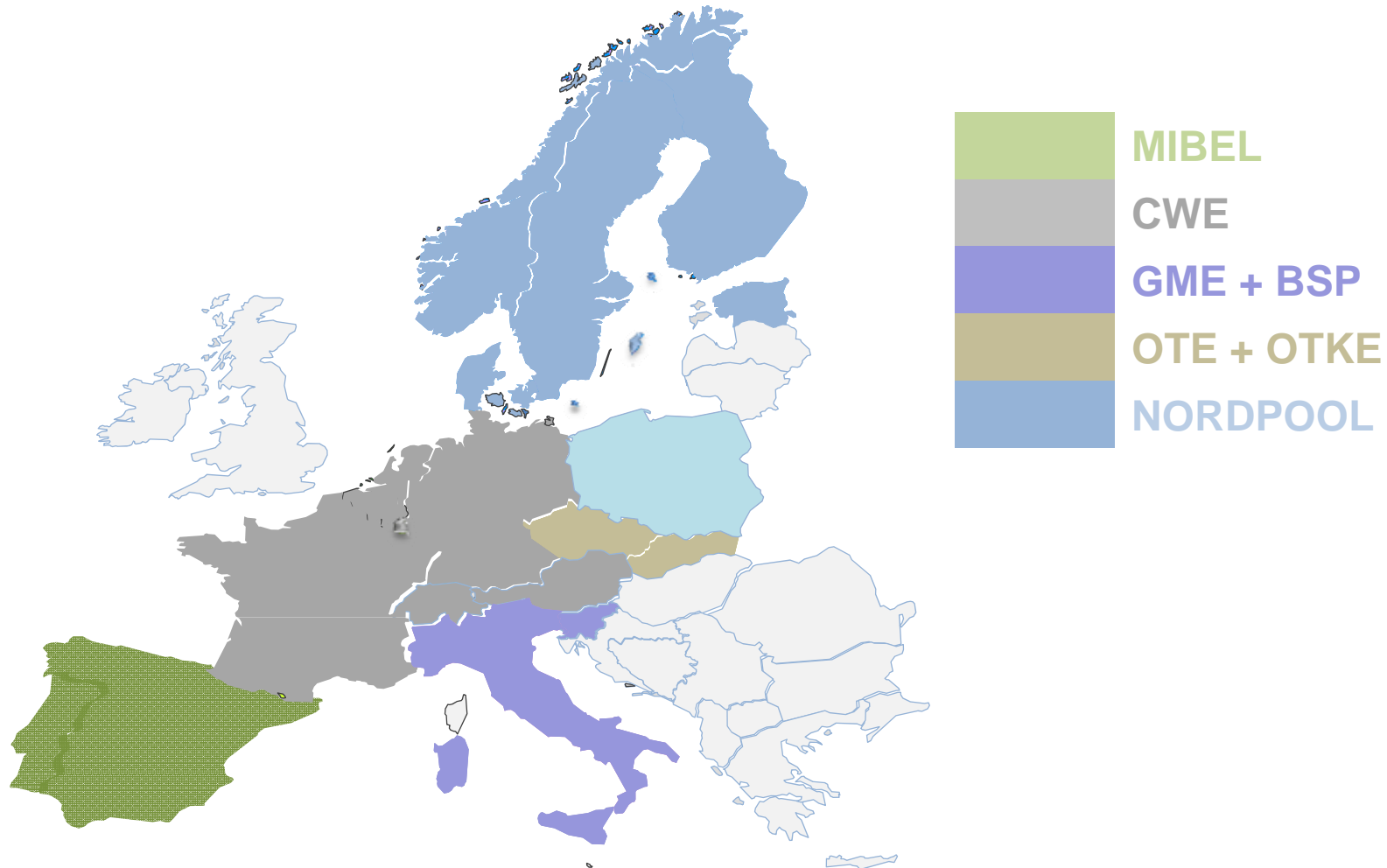
■ Artículo 6. Promoción de la cooperación regional

1. Los Estados miembros y los reguladores integrarán sus mercados nacionales a nivel regional, promoverán la cooperación de los gestores de la red de transporte a nivel regional y transfronterizo, para crear un mercado interior de la electricidad liberalizado, competitivo, fomentar un marco concordante legal, reglamentario y técnico, e integrarán los sistemas eléctricos aislados.
2. Cooperación con los reguladores nacionales y los gestores de la red de transporte para garantizar una regulación compatible entre las regiones y establecer un mercado interior de la electricidad competitivo.
3. Los Estados miembros garantizarán, que los gestores de la red de transporte dispongan de 1 o más sistemas integrados a escala regional que abarquen 2 o más Estados miembros para la asignación de capacidad y verificar la seguridad de la red.
4. Los gestores de la red de transporte integrados verticalmente establecerán y aplicarán un programa de conductas no discriminatorias y competitivas, aprobado por la Agencia.



MERCADOS ORGANIZADOS DE ELECTRICIDAD EN LA UE

Integración regional en la Unión Europea
(situación actual)





GOVERNANCE DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

El Foro de Florencia decidió que el grupo de trabajo en el que se discute el Governance de los mercados se ocupe tanto del Governance del Mercado diario como del Intradario.

El modelo de Governance en discusión contempla:

1. **Desarrollo de una Governance Guideline de obligado cumplimiento, en el que se recojan los principales aspectos de los mercados.**
2. Los estados miembros deciden por subsidiariedad la Organización de los Mercados en sus países:
 - Regular el Operador del mercado (España, Italia, Países Nórdicos, Polonia, etc)
 - Asignar la Operación del Mercado a una entidad no regulada por el Regulador Energético (Francia, Alemania, Holanda, Bélgica)
 - Asignar la operación del mercado a varias entidades (Austria, Reino Unido)
3. **Elaboración a nivel Europeo de unas Reglas de Operación de los mercados.**
4. Las Reglas de Operación acordadas a nivel Europeo con aprobación de Reguladores y Estados Miembros se implementan:
 - Mediante la realización de contratos comerciales de servicio entre los OSs y los OMs, cuando los OMs no sean regulados.
 - Que se incorporen en la correspondiente Regulación, cuando los OMs sean regulados u operen con una licencia otorgada por el Regulador.



MERCADOS DIARIOS DE ELECTRICIDAD (I)

La solución técnica ya está acordada y es el acoplamiento de los mercados europeos por precio en subasta implícita a precio marginal (Price Market Coupling) con utilización de toda la capacidad comercial disponible.

El Mercado Diario, que se resuelve por subasta a precio marginal, tendrá lugar a las 12 de la mañana en toda Europa.

La solución adoptada suministra precios iguales en dos países unidos por una interconexión si la misma no está congestionada, y precios diferentes en caso de congestión.

El Foro de Florencia de Diciembre de 2010 acordó apoyar la implantación de la solución adoptada para el Mercado Diario antes de final del 2012 en el área denominada NWE (Francia, Alemania, Holanda, Bélgica, Luxemburgo, Países Nórdicos y Reino Unido), como primer paso para una solución que abarque a toda Europa.



MERCADOS DIARIOS DE ELECTRICIDAD (II)

Los gestores de los mercados diarios de Francia y Alemania, Países Nórdicos, Italia, Reino Unido, España y Portugal, Holanda y Bélgica están desarrollando la solución PCR (Price Coupling Of Regions) para toda Europa, no sólo los países comprendidos en el NWE.

PCR

Es una solución descentralizada que se apoya en los esquemas regulatorios y operativos existentes en la actualidad en los diferentes países.

Comprende, desde la creación del algoritmo de casación a ejecutarse a las 12 de mañana en los diferentes países, hasta los sistemas informáticos de soporte y procedimientos de operación entre Operadores del Mercado para su gestión.

El punto de partida del algoritmo del PCR está ya decidido

Se está completando la especificación de los sistemas informáticos de soporte del PCR

Se están analizando la secuencia de operaciones diarias del mercado, tanto en situación normal, como ante la aparición de cualquier problema, para establecer los procedimientos de operación de los mercados.



PRICE COUPLING OF REGIONS (PCR)

apx endex

BELPEX




EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE

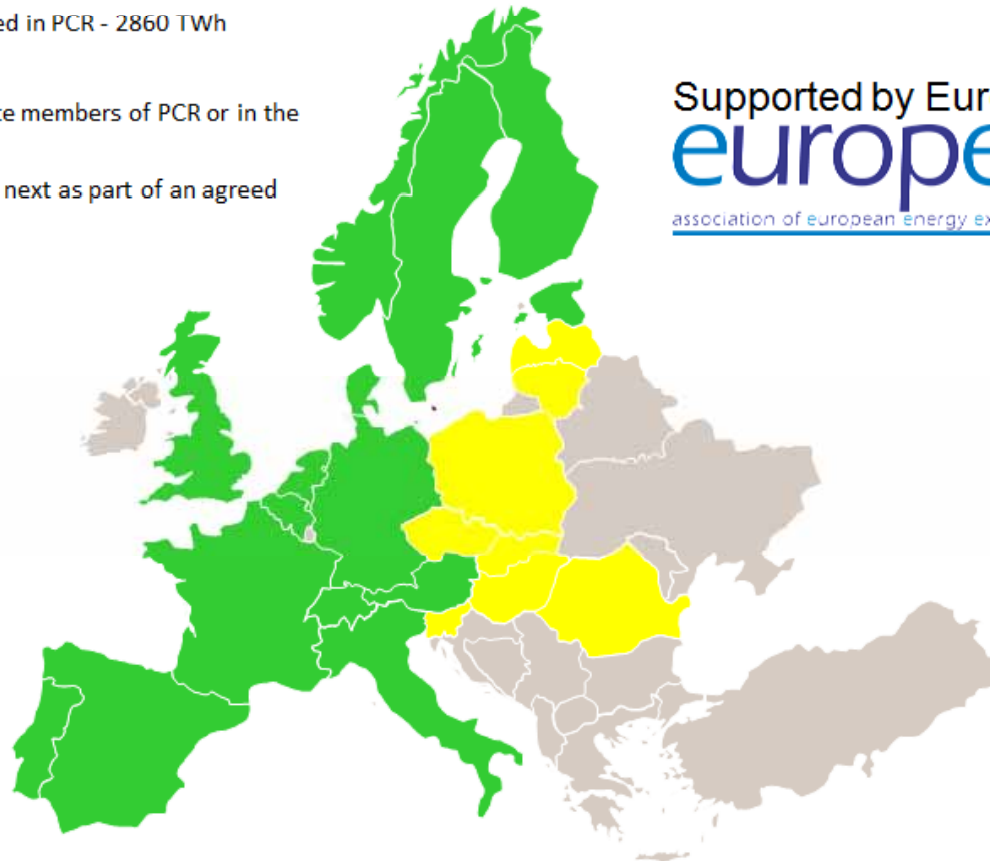
GME
Gestore
Mercati
Energetici

OMEL
MERCADO DE
ELECTRICIDAD

nordpool
spot

Development of the Price Coupling of Regions (PCR) Initiative

-  Markets initially included in PCR - 2860 TWh
-  Markets either associate members of PCR or in the process of joining PCR
-  Markets that could join next as part of an agreed European roadmap



Supported by Europex
europex
association of european energy exchanges



AGENDA

1. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD. MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO

2. CONTRATACIÓN A PLAZO DE ELECTRICIDAD

3. SECUENCIA DE LOS PROCESOS DEL MERCADO

4. SEPARACIÓN DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO (“MARKET SPLITTING”)

5. PERSPECTIVAS: MARKET COUPLING EUROPEO

6. RESULTADOS



PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA Mercado diario (€/MWh)

ESP	2011	2010	%
ene	41,19	29,06	41,8%
feb	48,03	27,68	73,5%
	2010	2009	%
mar	19,62	38,31	-48,8%
abr	27,42	37,20	-26,3%
may	37,28	36,97	0,8%
jun	40,12	36,82	9,0%
jul	42,91	34,62	24,0%
ago	42,94	34,68	23,8%
sep	46,44	35,87	29,5%
oct	42,63	35,78	19,1%
nov	40,93	32,39	26,4%
dic	46,34	30,43	52,3%

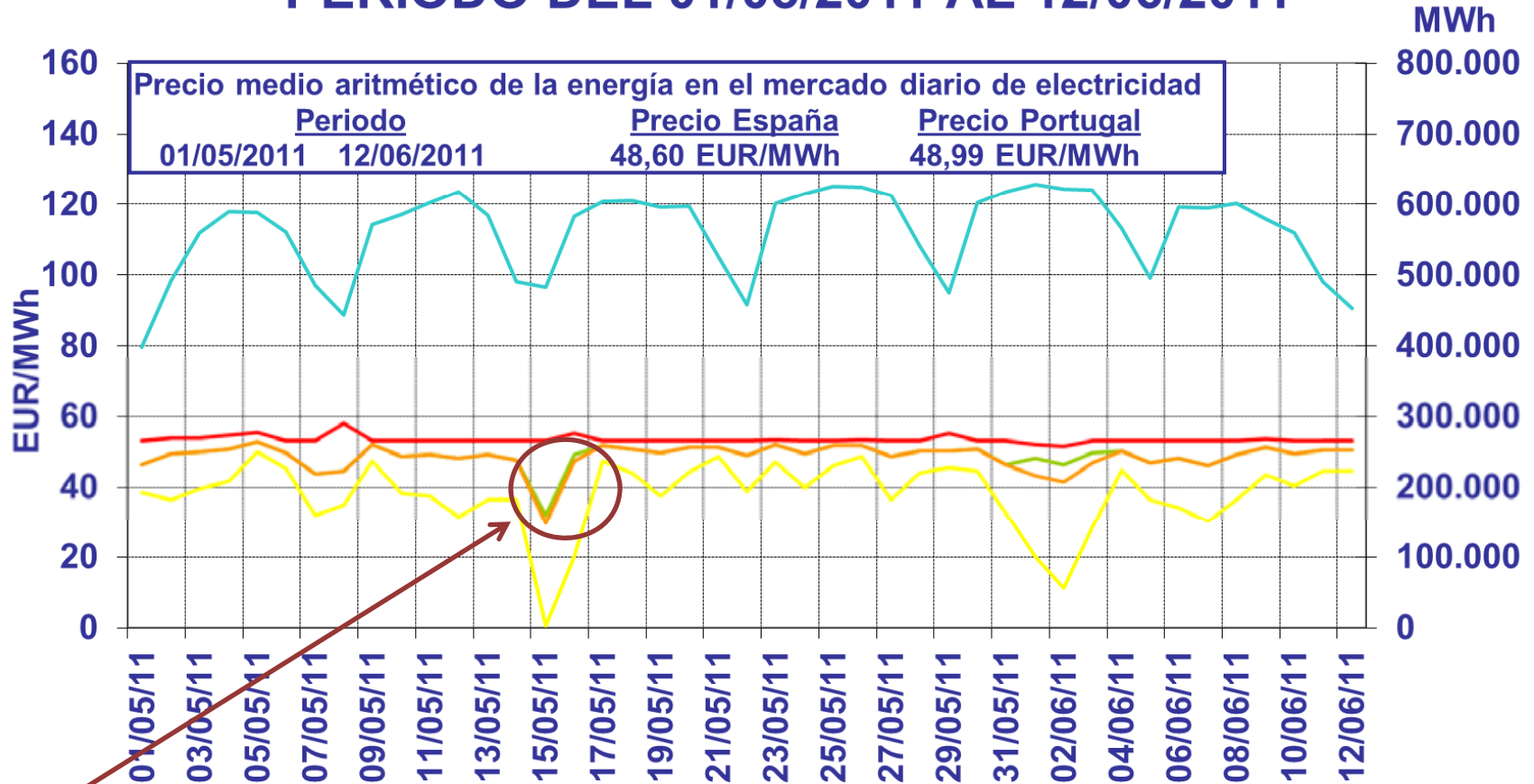
PORT	2011	2010	%
ene	41,26	27,71	48,9%
feb	47,91	27,80	72,3%
	2010	2009	%
mar	20,10	38,34	-47,6%
abr	26,16	38,38	-31,8%
may	37,14	38,11	-2,5%
jun	40,80	38,45	6,1%
jul	43,98	35,58	23,6%
ago	44,45	35,21	26,3%
sep	48,40	36,27	33,4%
oct	44,19	36,21	22,0%
nov	41,50	33,23	24,9%
dic	44,98	30,18	49,0%

En 2010 los precios entre España y Portugal coincidieron el 79% de las horas.

El número de horas con precio cero en 2010 en el mercado diario fue de 331 horas en la zona española y 319 en la zona portuguesa.



PERIODO DEL 01/05/2011 AL 12/06/2011



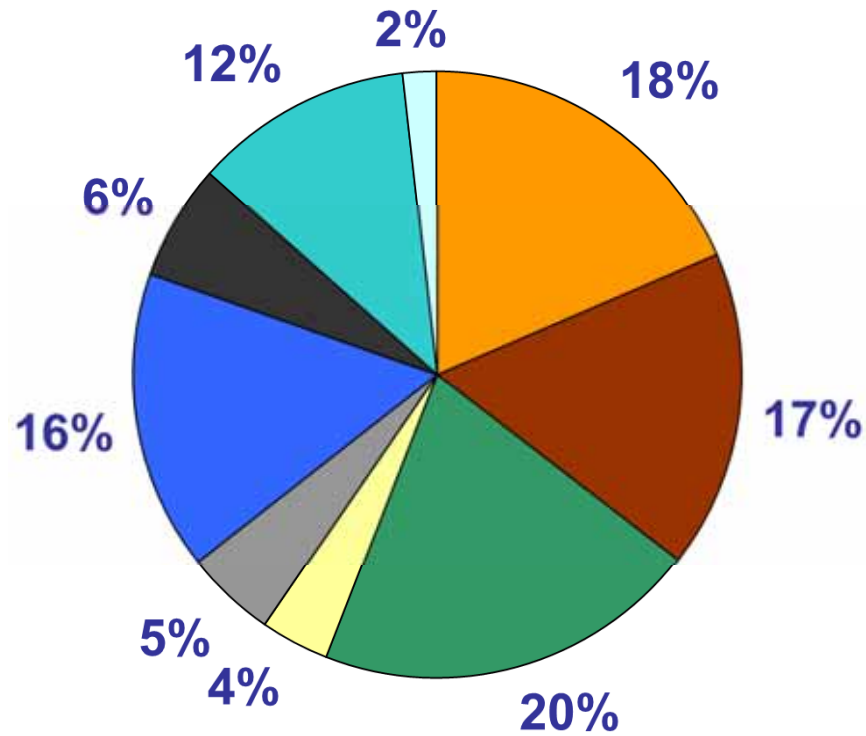
Precio medio mínimo:
España: 29,78 MWh
Portugal: 31,94 MWh

- Precio máximo MIBEL
- Precio medio aritmético sistema eléctrico portugués
- Precio medio aritmético sistema eléctrico español
- Precio mínimo MIBEL
- Energía total de adquisición MIBEL



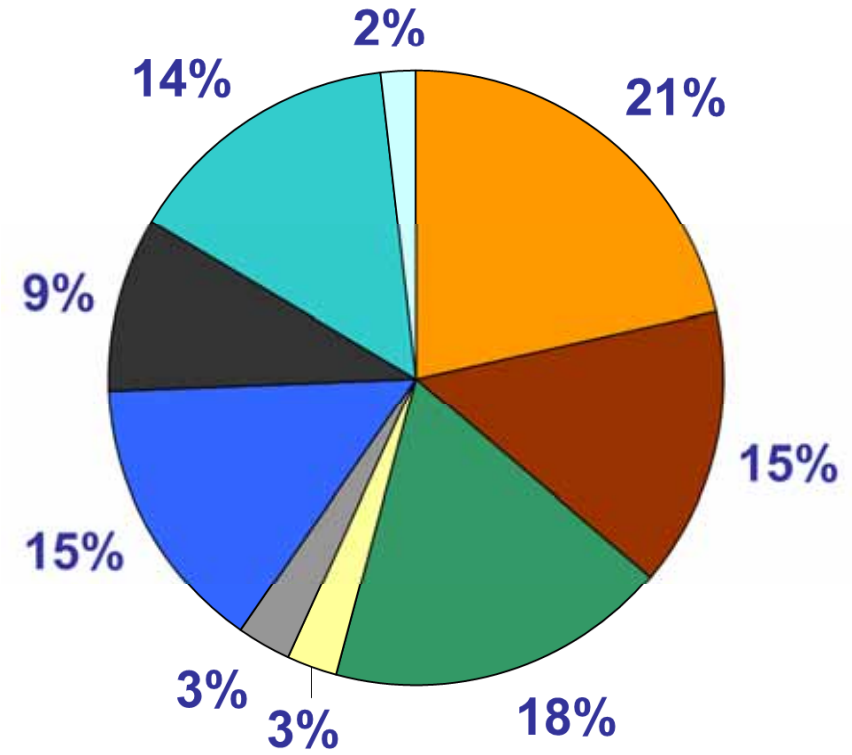
ENERGÍA DIARIA POR TECNOLOGÍAS SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN EL PDBF

MAYO 2011



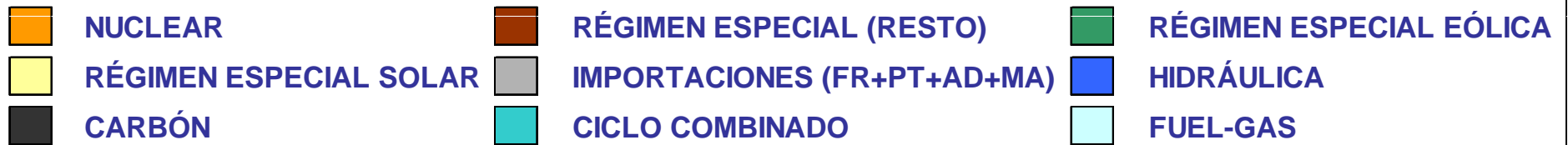
20.164 GWh

JUNIO 2010 – MAYO 2011



22.329 GWh (*)

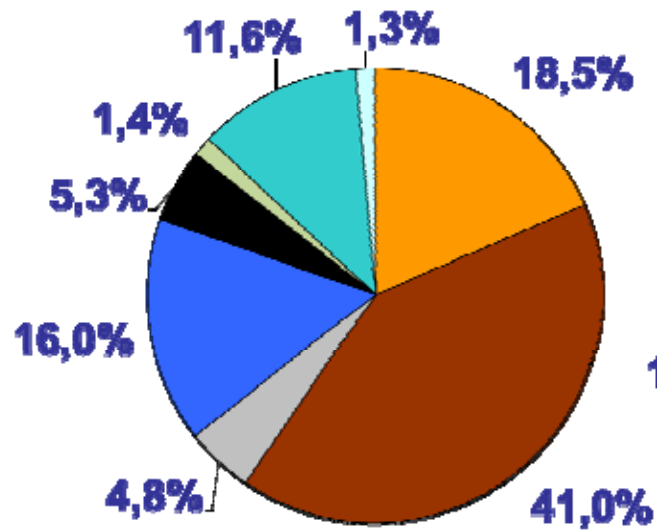
(*) Media mensual





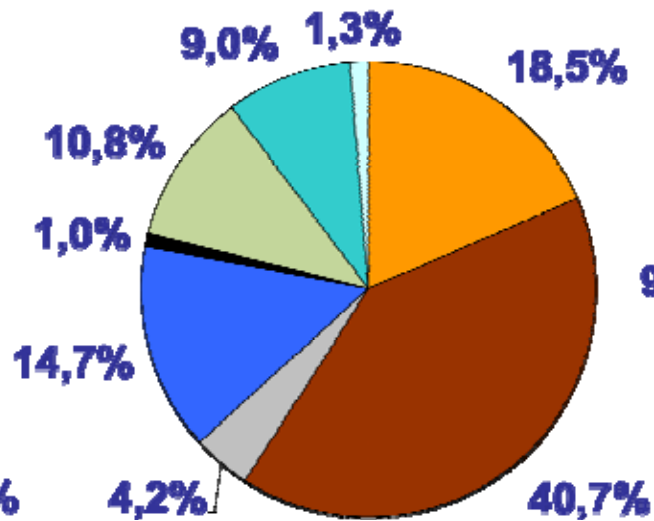
ENERGÍA DIARIA POR TECNOLOGÍAS MAYO 2011

PDBF



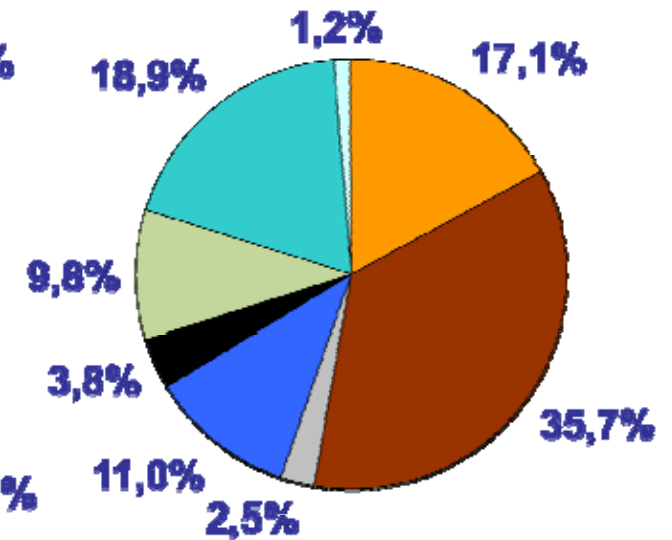
20.164 GWh

PVP

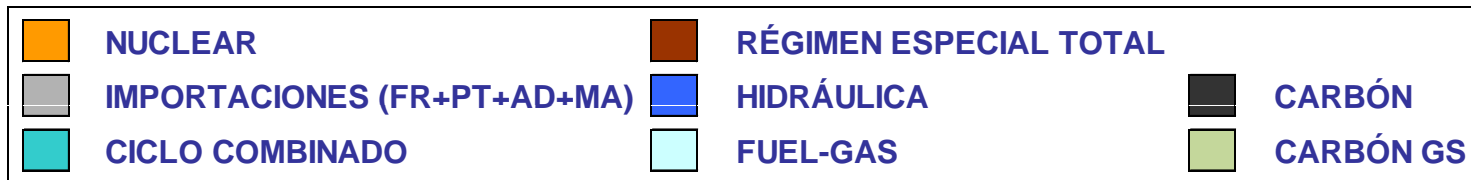


20.214 GWh

PHF



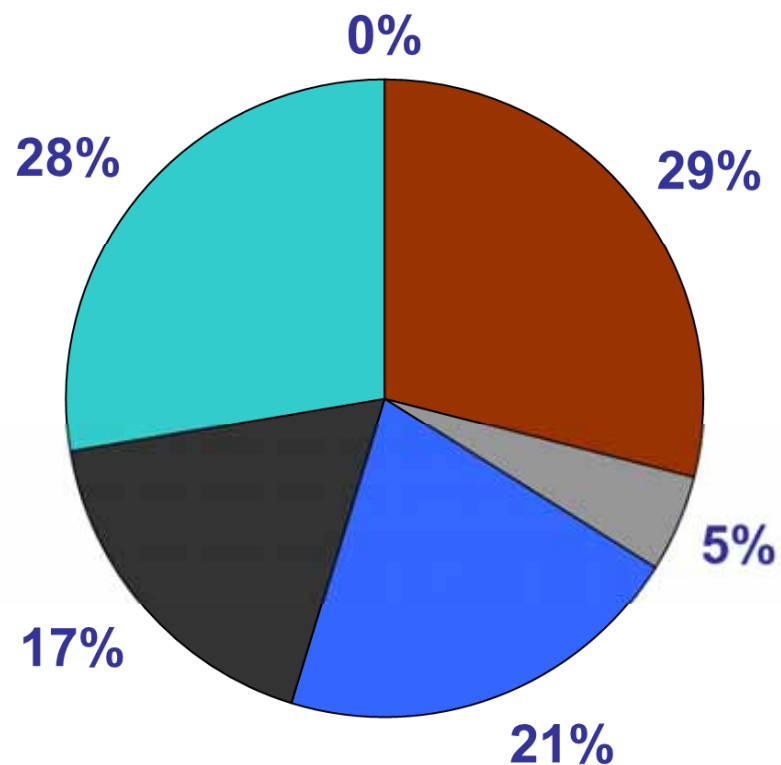
21.423 GWh





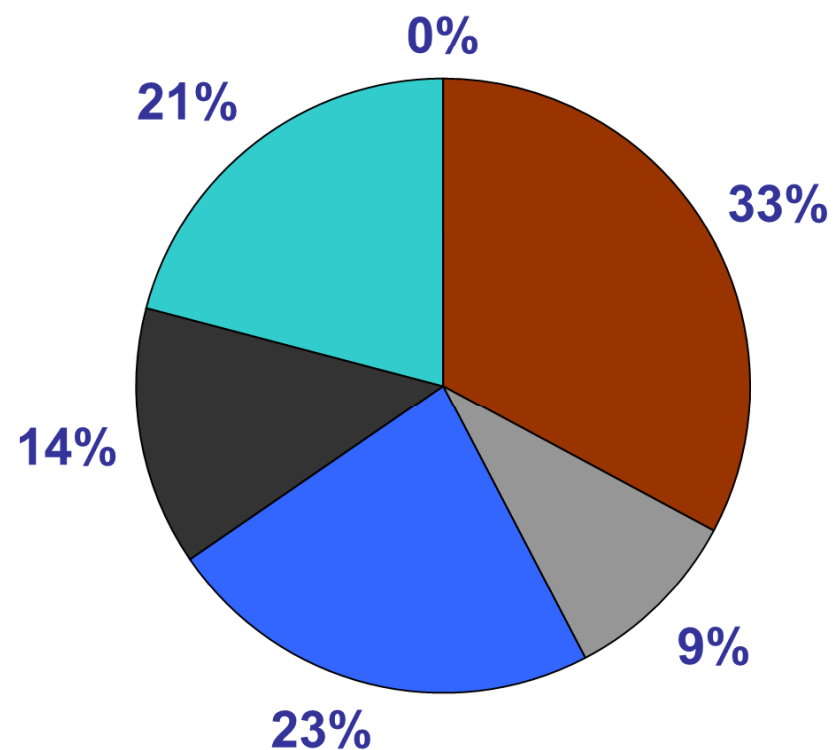
ENERGÍA DIARIA POR TECNOLOGÍAS SISTEMA ELÉCTRICO PORTUGUÉS EN EL PDBF

MAYO 2011



4.375 GWh

JUNIO 2010 – MAYO 2011



4.525 GWh (*)

(*) Media mensual





PRECIO HORARIO FINAL MEDIO DEMANDA NACIONAL

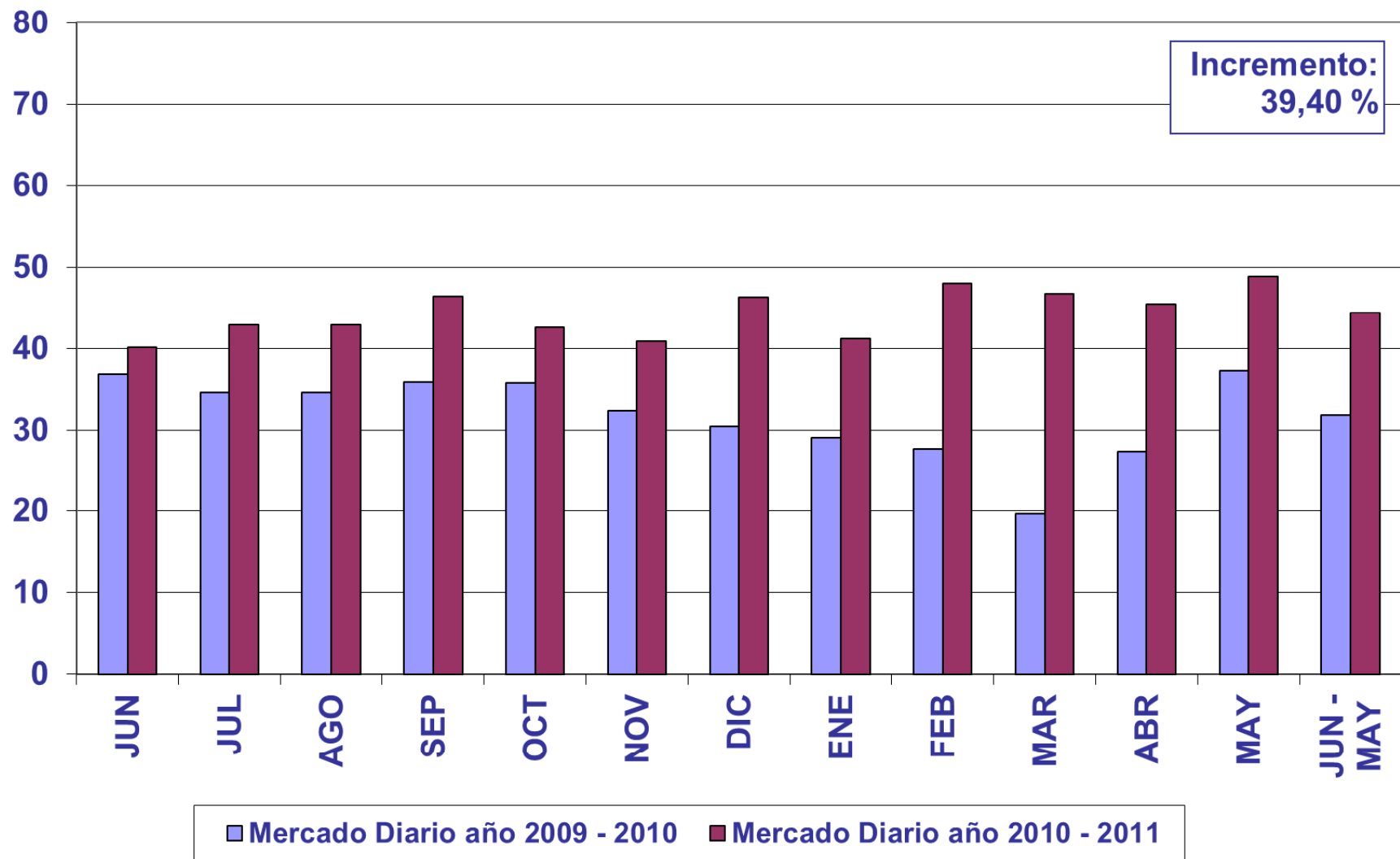
PRECIO HORARIO FINAL MEDIO DEMANDA NACIONAL MAYO				
Mercado/Proceso	Año 2010		Año 2011	
	EUR/MWh	%	EUR/MWh	%
Mercado diario	38,17	87,17%	49,53	87,53%
Mercado intradiario	-0,01	-0,02%	-0,04	-0,07%
Restricciones	1,63	3,72%	0,97	1,72%
Asig. Secundaria	0,52	1,19%	0,56	0,99%
Otros procesos	0,25	0,57%	0,21	0,38%
Pago por capacidad	3,23	7,38%	5,35	9,46%
TOTAL	43,79	100%	56,59	100%

Fuente: CNE



PRECIO MEDIO ARITMÉTICO DEL MERCADO DIARIO JUN 09 - MAY 10 y JUN 10 - MAY 11

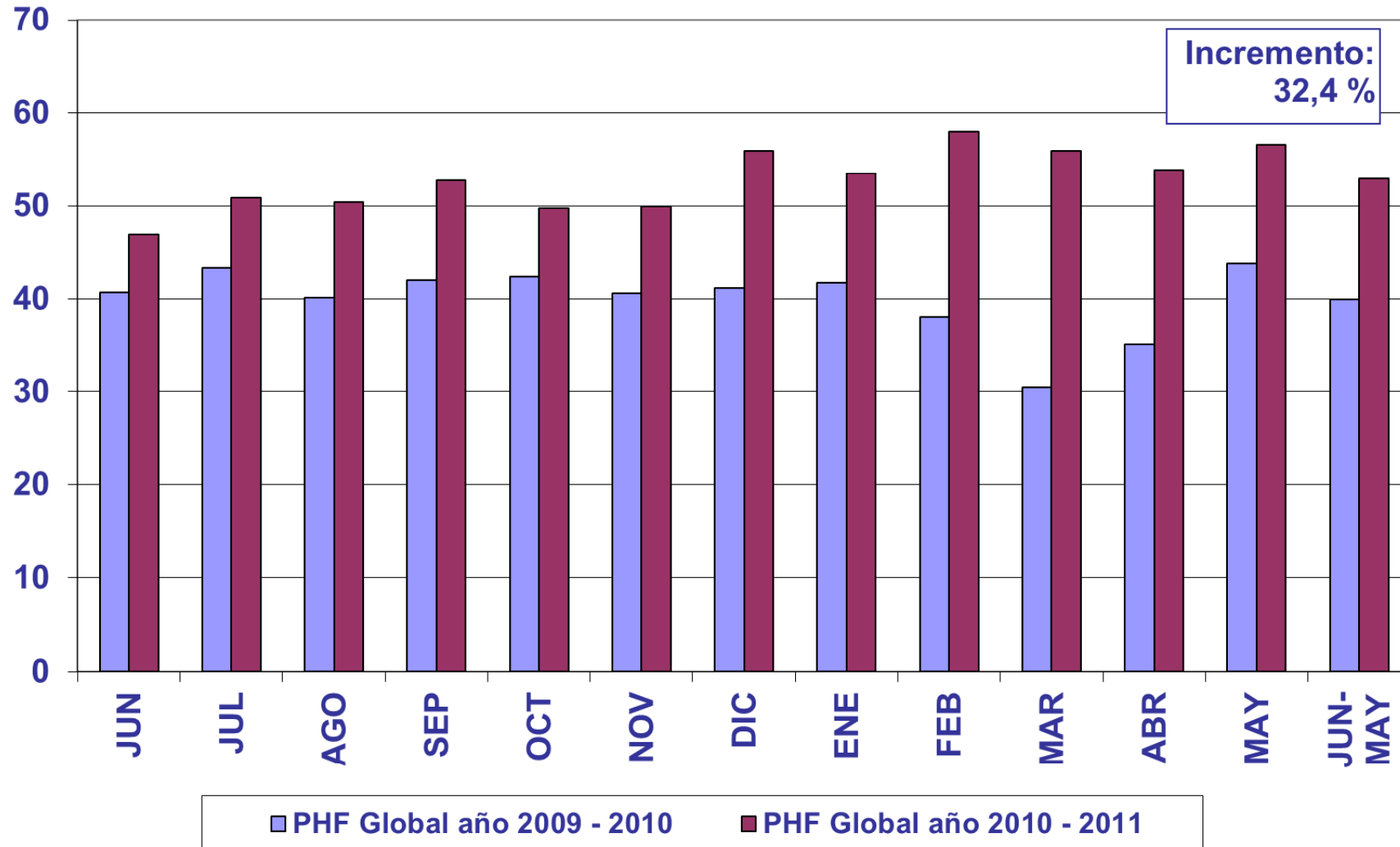
EUR/MWh





PRECIO HORARIO FINAL GLOBAL JUN 09 - MAY 10 y JUN 10 - MAY 11

EUR/MWh





MERCADOS INTERNACIONALES

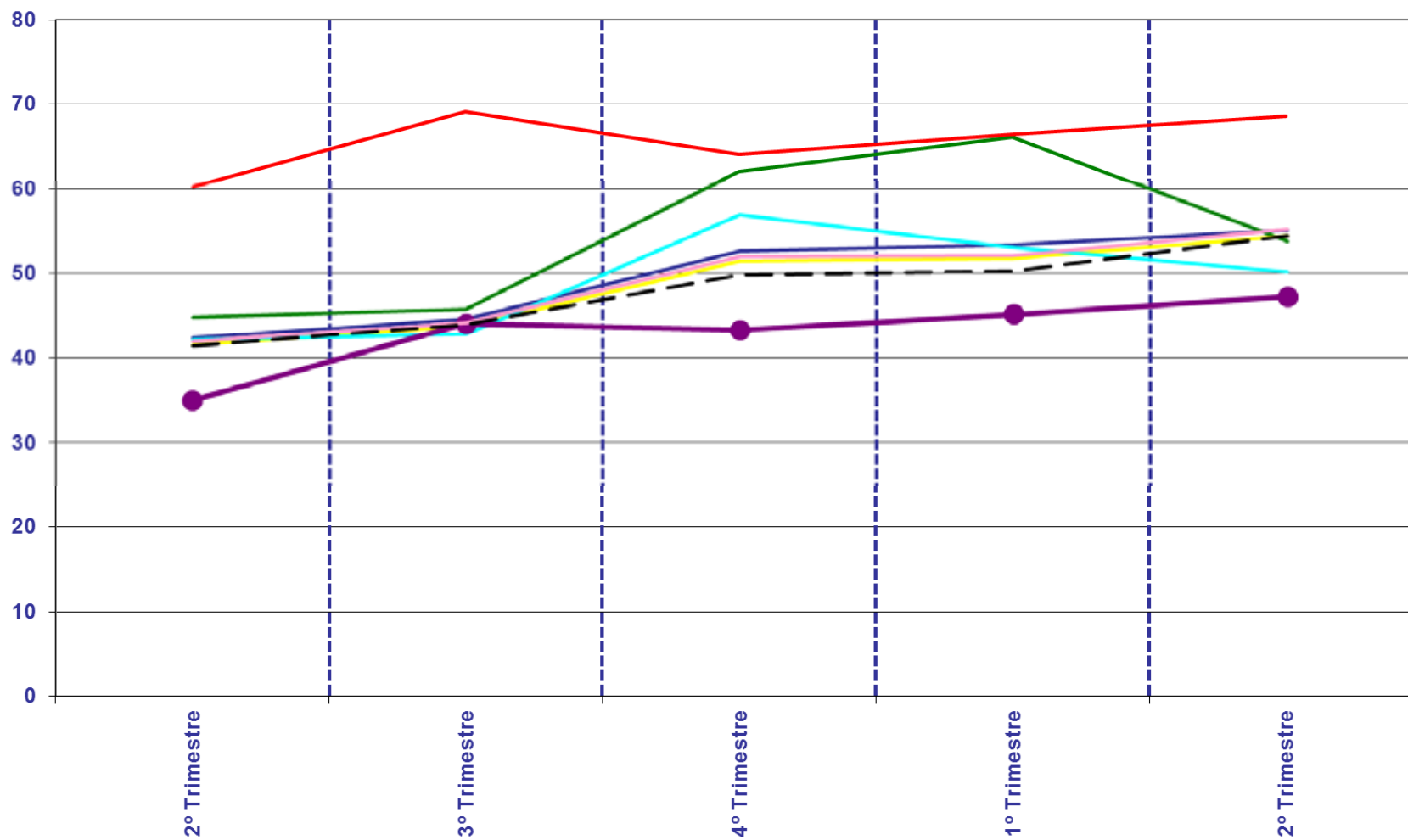




PRECIOS MEDIOS TRIMESTRALES EUROPEX

EUR/MWh

1 ABRIL 2010 A 12 JUNIO 2011



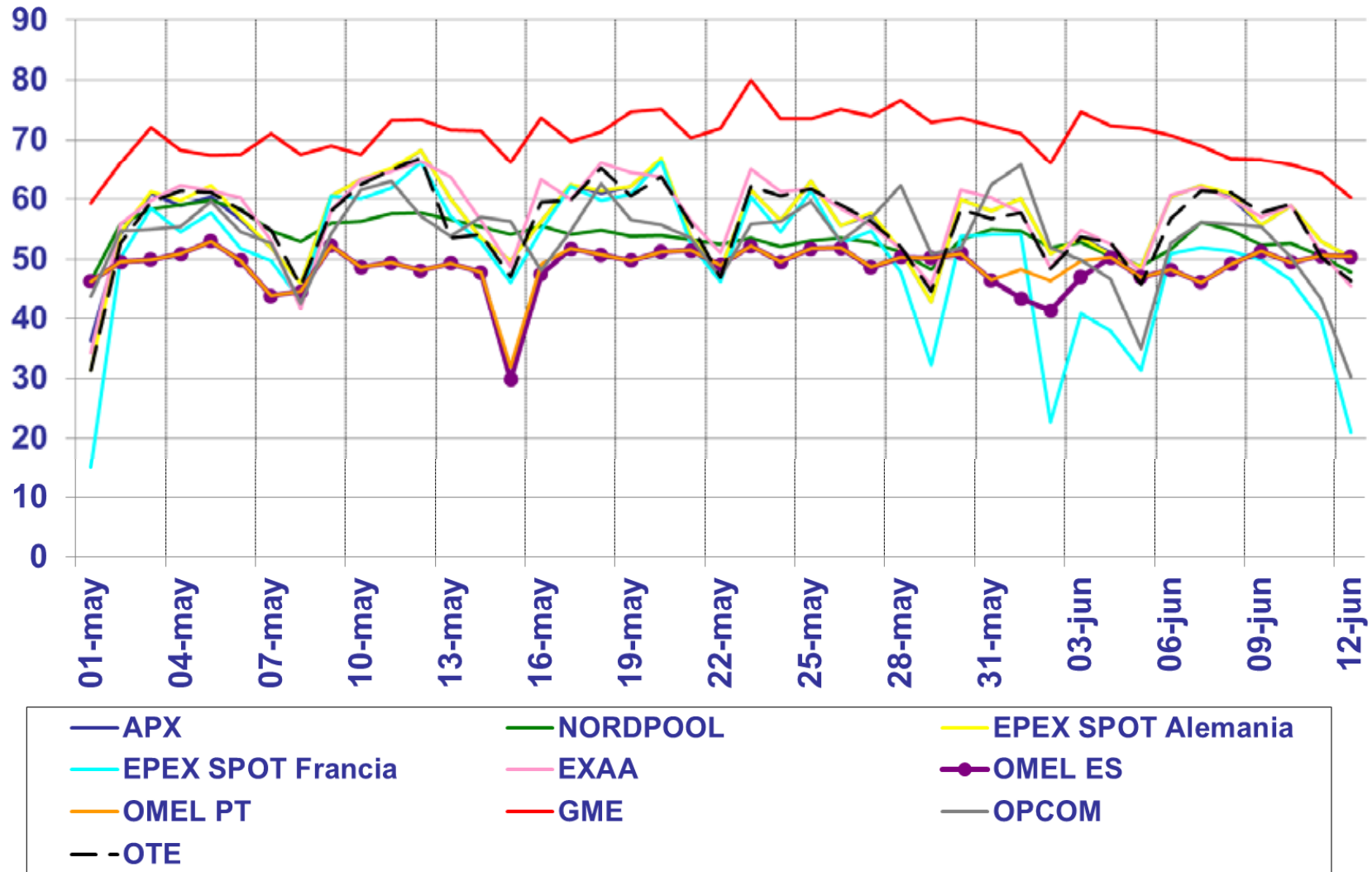
— APX — NORDPOOL — EPEX SPOT Alemania — EPEX SPOT Francia — OMEL — GME — EXAA — - OTE



PRECIOS MEDIOS DIARIOS EUROPEX

1 MAYO AL 12 DE JUNIO 2011

EUR/MWh





GRACIAS

POR SU ATENCIÓN