

MIBEL

Regulación y Competencia



28 de junio de 2011

Introducción

Objetivos

El MIBEL es una iniciativa regional enmarcada en la creación de un mercado único eléctrico cuyos objetivos son:

- el incremento de la seguridad de suministro
- el aumento de competencia entre agentes



Medios

Proceso largo que cristalizó en el Convenio de Santiago de 2004, reformado posteriormente en 2008

- PROTOCOLO DE 14 DE NOVIEMBRE DE 2001.
- XVIII CUMBRE HISPANO-LUSA DE OCTUBRE DE 2002. (Valencia)
- XIX CUMBRE HISPANO-LUSA NOVIEMBRE DE 2003. (Figueira da Foz): MEMORANDUM DE ENTENDIMIENTO
- CONVENIO INTERNACIONAL DE SANTIAGO DE COMPOSTELA, DE 1 DE OCTUBRE DE 2004.
- XX CUMBRE HISPANO-LUSA DE ÉVORA DE NOVIEMBRE DE 2005.
- XXI CUMBRE HISPANO-LUSA DE BADAJOZ DE NOVIEMBRE DE 2006. Modificación del Convenio de Santiago
- XXII CUMBRE HISPANO-LUSA DE BRAGA, DE 19 DE ENERO DE 2008.

Inicio

Julio 2007

El mercado

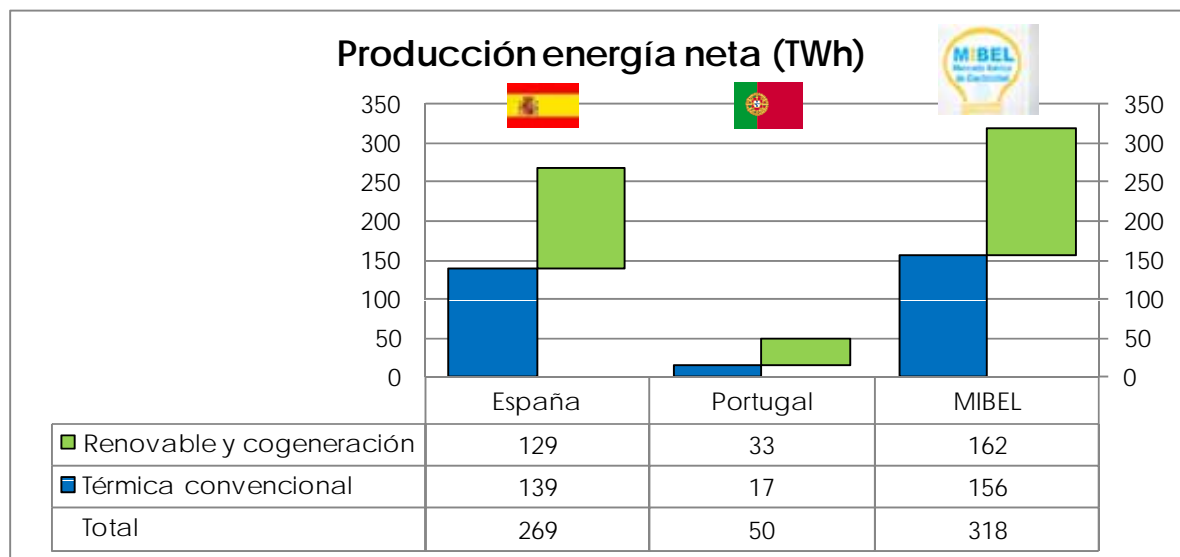
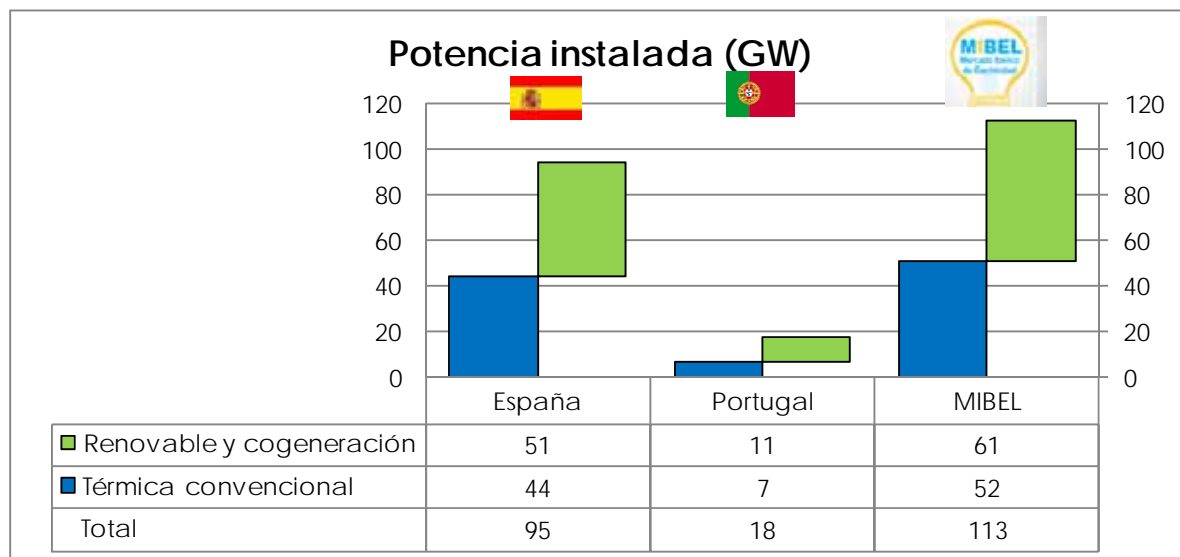


	España	Portugal	MIBEL
Clientes (millones)	28	6	34
Demanda nacional sin bombeo (TWh b.c.)	260	52	312
Potencia punta (GW)	44	9	54
Potencia instalada (GW)	95	18	113

La integración de ambos mercados representa del orden del 10% del mercado eléctrico de la UE

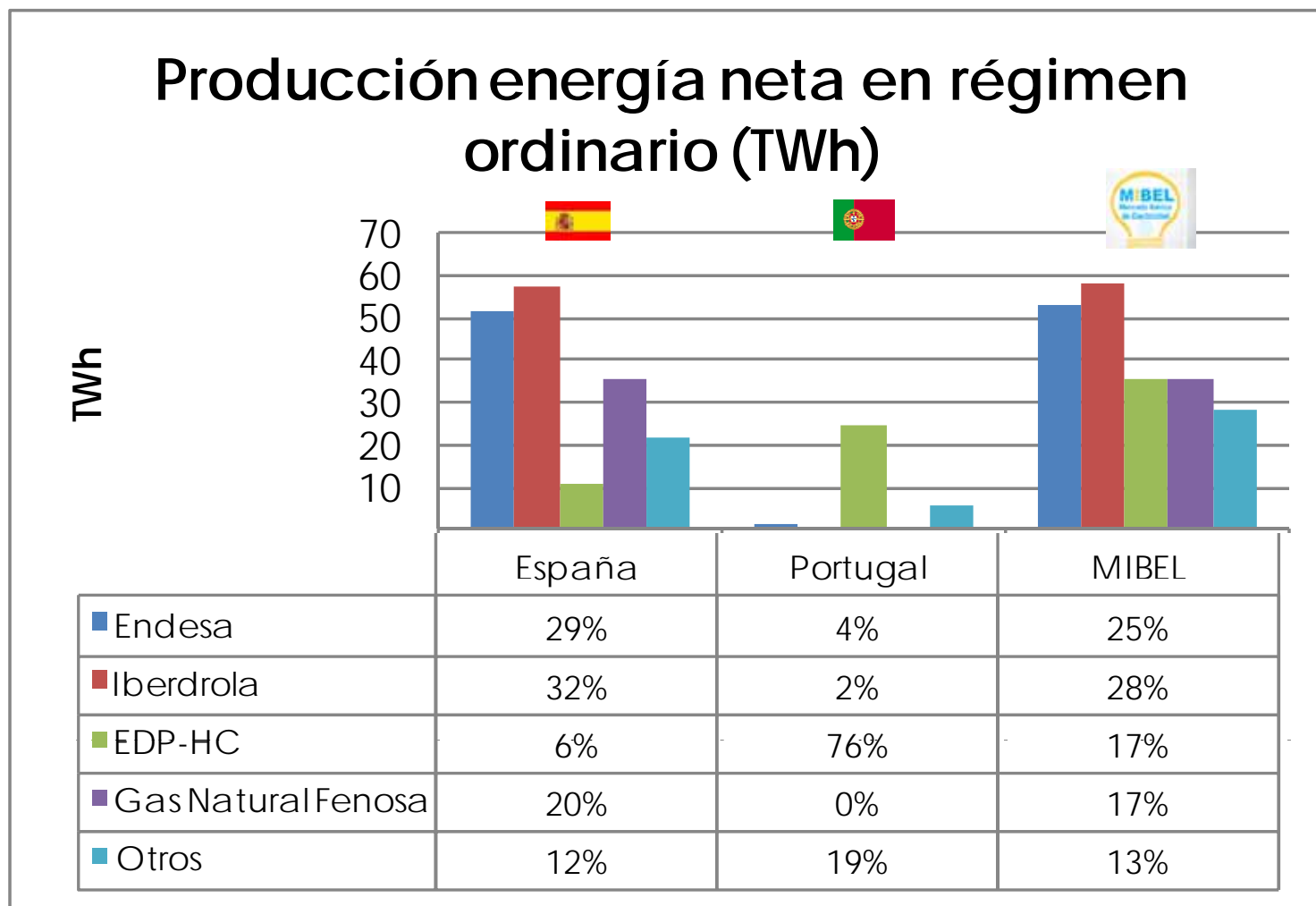
Datos 2010

El parque de generación



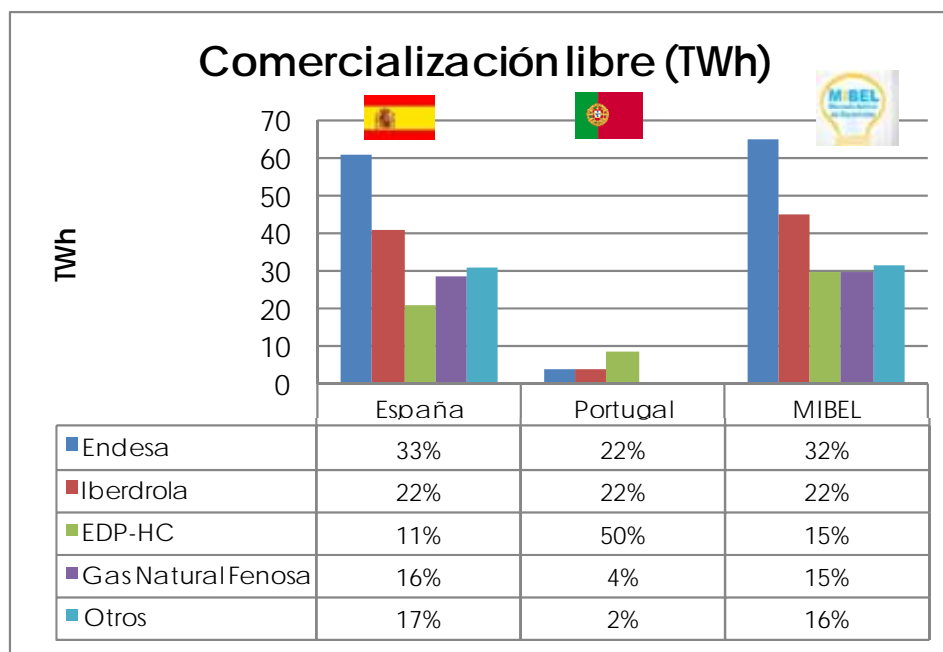
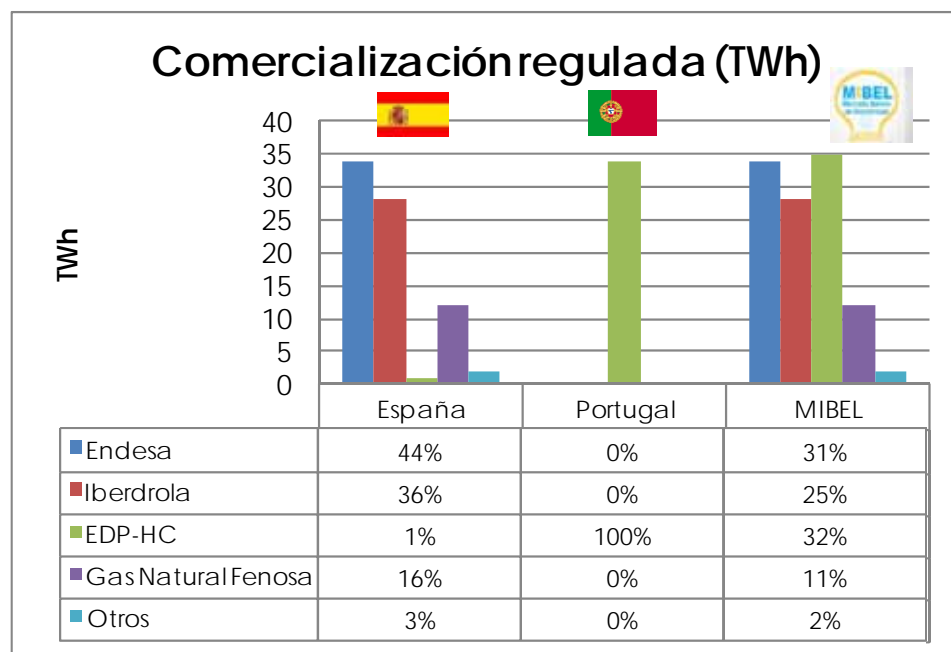
Datos 2010

Los agentes (I)



Datos 2010

Los agentes (II)



Datos 2010

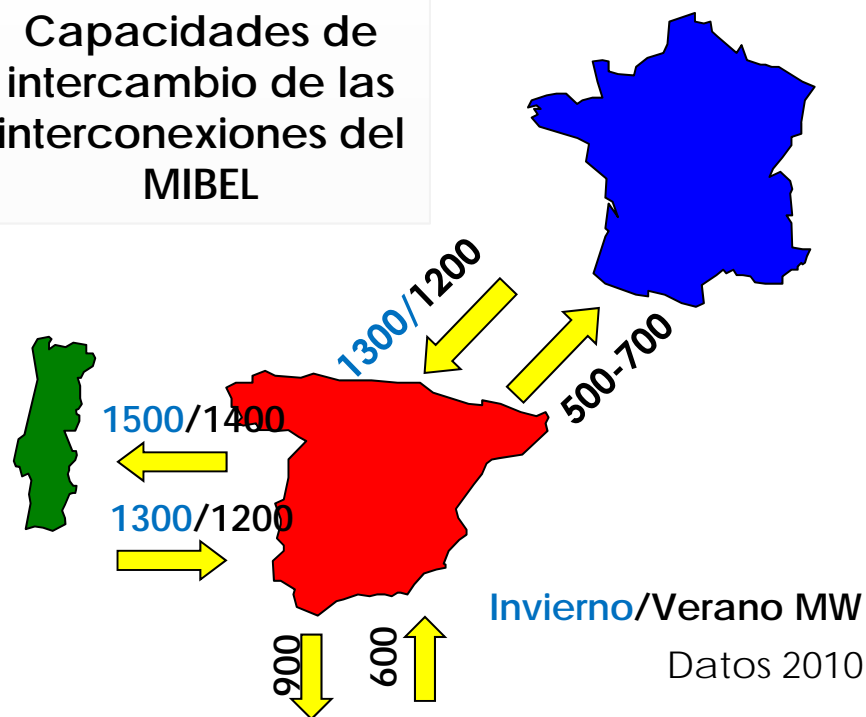
Las interconexiones: capacidad

Elemento básico para la integración real de los mercados

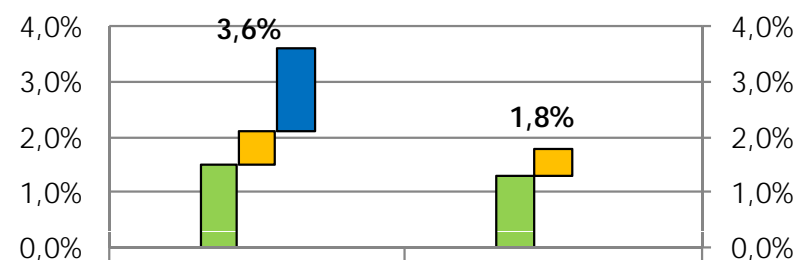
Propician intercambios comerciales y competencia

Aumentan la seguridad del suministro

Capacidades de intercambio de las interconexiones del MIBEL



Capacidad de importación /Potencia instalada



■ Portugal	1,5%	
■ Marruecos	0,6%	0,5%
■ Francia	1,5%	1,3%
Total	3,6%	1,8%

Datos 2010

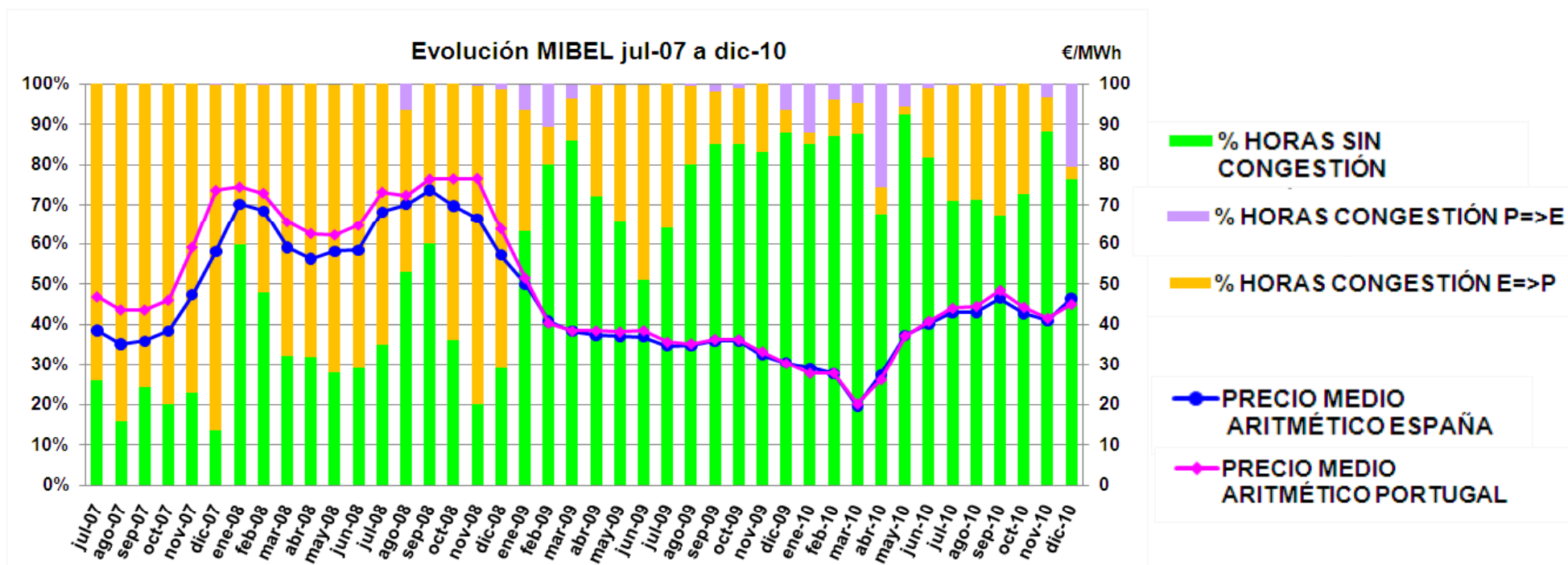
La capacidad de importación de España representa solo 3,6% de su capacidad instalada. En términos de MIBEL desciende hasta 1,8%. Ambos datos están muy lejos del objetivo de la Cumbre de Barcelona de 2002: 10%

Las interconexiones: uso

Alto grado de acoplamiento de mercados (80% en 2010)

Existen herramientas de cobertura: subastas financieras de la interconexión en lado español

Mayor firmeza en las transacciones



Armonización regulatoria

Los operadores de los mercados y los sistemas

	Operadores Mercado	Operadores Sistemas		
	 	 		
	<p>Mercado Spot</p> <p>Sede </p>	<p>Mercado Plazo</p> <p>Sede </p>	<p>OS Electric.</p> <p></p>	<p>OS Elec. y Gas</p> <p></p>
Objetivos	Dos holdings accionistas con sedes en ambos países	Participaciones cruzadas y aumento de interconexiones		
Estado	En curso	Intercambios de participaciones realizados y presentado plan de aumento de interconexiones		

Armonización regulatoria

Generación eléctrica e interconexiones



Limitación del poder de mercado	Objetivos	Determinación de los operadores dominantes, VPP, prohibición de las importaciones y la representación en el mercado por cuenta ajena.	
	Estado	Implementado Últimas VPP en 2009	No implementado
Garantía de potencia	Objetivos	Armonizar	
	Estado	En revisión	Implementadas
Tarifa de acceso de generación	Estado	Implementada	En fase de propuesta
Gestión de interconexión	Objetivos	Market splitting y subastas explícitas	
	Estado	Subastas explícitas no implementadas	

Armonización regulatoria

Convergencia tarifaria



Tarifas de último recurso (TUR)	Objetivos	Política común. Garantizada para P<50 kW	
	Estado	P<10 kW	P<41 kW
		Tarifas sociales con cargo al régimen ordinario	
Interrumpibilidad en mercado libre	Objetivos	Propuesta conjunta de TSO's	
	Estado	Implementada en 2007	Implementada en 2010
Cálculo de tarifas de acceso	Objetivos	Propuesta conjunta de reguladores	
	Estado	Consulta pública en 2008	
Coste energía TUR	Objetivos	Mecanismo único de subasta	
	Estado	Se celebraron subastas conjuntas hasta 2009	

Situación actual y futura



Próximos
pasos como
mercado
integrado

El MIBEL es una realidad

Se puede hablar ya de una fuerte integración de los mercados

Perfeccionamiento del MIBEL

- Necesario incrementar interconexiones con Francia

El reto del 20/20/20

- Necesario un modelo regulatorio que lo soporte

Los mercados hoy: generación y comercial

Reducción del hueco térmico y márgenes negativos

- Presión energías renovables
- Real Decreto Carbón Nacional
- Ausencia de interconexiones con Francia
- Descenso de la demanda
- Take-or-pay ("ToP")
- Fortísima competencia en el mercado minorista con márgenes mínimos sobre pool

Necesidades

Mantener la seguridad de suministro

- **Mantener toda la potencia operativa:** pagos por capacidad para evitar el riesgo de cierre y pérdida de back-up del sistema.
- **Incrementar la interconexión**

Aumentar la liberalización

- **Completar liberalización en BT**
- **TUR solo para clientes vulnerables** (Bono Social y/o < 3 kW).

Las actividades reguladas: distribución y renovables

Negocios muy intensivos en capital

- En distribución eléctrica en España hubo en los últimos 10 años un esfuerzo neto inversor cercano a 15.000 M€ equivalente a 30.000 MW de gas (75 ciclos de 400 MW) o 15.000 MW eólicos.

Necesidades

En distribución eléctrica

- **Reforzar el marco retributivo** haciéndolo más predecible para las inversiones y acometer con garantías los nuevos retos en el mercado ibérico (vehículo eléctrico, smart grids, integración de las renovables, etc.)

En renovables

- **Recuperar el esfuerzo inversor** pasado y futuro para cumplir mix de generación previsto en 2020
- **Mantener generación térmica de respaldo y operación del sistema** de altísimo nivel técnico

Objetivos europeos 20/20/20

Mix energético en España en 2020



GWh	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	29.710	33.630	33.500
Nuclear	57.539	56.000	55.600	55.600
Gas natural	82.819	108.829	134.220	165.791
P. Petrolíferos	24.261	18.535	9.381	8.721
Energías Renovables	41.741	82.631	113.325	152.835
Hidroeléctrica por bombeo	5.153	3.640	6.577	8.023
Producción bruta	292.971	299.345	352.733	424.470
Consumos en generación	11.948	9.300	8.610	8.878
Producción neta	281.783	290.045	344.122	415.592
Consumo en bombeo	6.360	5.200	9.396	11.462
Saldo de intercambios	-1.344	-8.000	-8.000	-8.000
Demanda (bc)	274.080	276.845	326.727	396.130
Consumo sectores transformadores	5.804	5.314	5.800	5.800
Pérdidas transp, distrib	25.965	25.520	28.065	31.138
DEMANDA FINAL DE ELECTRICIDAD	242.310	246.011	292.862	359.192
Incremento respecto año anterior	4,58%	0,80%	4,18%	4,16%
% renovables s/prod bruta	14,7%	27,6%	32,1%	36,0%

Inversión
requerida de
100.000 M€

El sistema ibérico está demostrando gran capacidad para integrar energías renovables

Recapitulación

Reto: conseguir 20/20/20

Fortalezas del MIBEL

- Formación de precios en mercado mayorista responde a fundamentales
- Operadores del sistema y del mercado muy eficaces
- Mercado muy competitivo

Debilidades del MIBEL

- Recuperar 90.000 M€ de inversión y 10.000 M€ de déficit tarifario
- Mercados mayoristas y minoristas en los que no se recuperan costes fijos y apenas se recuperan costes variables: riesgo de cierre de instalaciones
- Retribución a la generación no atractiva para nuevas inversiones en una época de restricciones de crédito
- Modelo de retribución a la distribución insuficientemente predecible

Necesidades:

a) Solución a corto plazo

b) Solución a largo plazo: cambio de modelo

Los modelos de retribución de mercado y de distribución no valen

Algunas ideas para un nuevo modelo (I)

General

- Cumplir objetivos de incentivar inversiones, recuperar lo invertido y evitar cierre de instalaciones

Régimen Ordinario

- Retribución de carácter binomio
- 1) Energía: Mercado mayorista.
- 2) Potencia (para garantizar el suministro) ¿Cómo?
 - A) Siendo responsable el sistema:
 - Pago administrativo.
 - O con procedimientos de mercado.
 - B) Siendo responsable el cliente (comercializador)
 - Exigencia a comercializadores de tener contratada potencia a plazo y firme para atender sus compromisos

Algunas ideas para un nuevo modelo (II)

Mercado mayorista

- Aproximar la hora de cierre al despacho de la energía
- Mercados de servicios para potenciar e incentivar la flexibilidad

Mercado minorista

- Reducir la protección de la TUR a los clientes vulnerables

Régimen especial

- Mantener el modelo actual pero ajustando las primas a rentabilidades razonables.
- Apostar por tecnologías maduras.

Distribución

- Señales incentivadoras a la inversión

Conclusiones

1. Necesarias soluciones de corto plazo

- Cumplimiento de los desarrollos regulatorios establecidos en diciembre:
 - Titulización de la totalidad del déficit
 - Subidas de los peajes para evitar la generación de nuevos déficit
 - Pagos por capacidad
 - Medidas de flexibilidad para la generación

2. Soluciones de largo plazo

- El mercado actual de sólo energía no es factible en el nuevo entorno
- Retos:
 - Restricción de crédito
 - Necesidad de recuperar 90.000 M€ e invertir más de 100.000 M€
 - Necesidad de mantener abierto el parque térmico (potencia y energía)