



# **Experiencias en los sectores eléctrico y energético, a efectos de una definición de “Mercado Ibérico”: El caso GAS NATURAL / UNIÓN FENOSA**

**Joaquín López Vallés  
Subdirector Adjunto de Industria y Energía  
Dirección de Investigación**

**1ª Conferência Luso-Espanhola de Direito de Concorrência  
Lisboa, 1 de julio de 2010**

- **Notificación operación a la CNC: septiembre 2008**
  - CNE emite informe en octubre 2008
- **Noviembre 2008: se decide llevar a 2ª fase**
  - Test de mercado en diciembre de 2008
  - Pliego de concreción de hechos en enero de 2009
- **Febrero 2009: se aprueba la operación con compromisos:**
  - Venta de redes y clientes de gas
  - Venta de centrales de generación (ciclo combinado de gas)
  - Venta de participación en Enagás
  - Autonomía UFGC (JV con ENI)
  - Reducir vínculos con Cepsa

- **La operación afecta a todas las fases de la cadena de valor de la electricidad y del gas natural en España:**

### Gas Natural:

- **Gas: 1er operador verticalmente integrado en todas las fases**
- **Electricidad: “*Maverick*”**
  - Presencia y potencial en mercados mayoristas (ciclos combinados gas)
  - Alto potencial en suministro (ofertas duales gas-electricidad)

### Unión Fenosa:

- **Gas: 2º operador verticalmente integrado e independiente de Gas Natural**
- **Electricidad: 3er operador**
  - Negocio tradicional: generación+redes+clientes

### 3. Resultados por mercados

	MERCADO	RESULTADO	RIESGO	¿ATENUANTES?	CONCLUSIÓN
GAS	Exploración y producción	100% España <1% EEE	Ninguno (producción España <1% consumo)		No efecto significativo
	Aprovisionamiento	Refuerzo 1ª posición	Refuerzo integración vertical y EME	- Medgaz 2009 - Tendencia autosuministro	Riesgo de obstaculización competencia efectiva
	Secundario	Principal oferente flexibilidad	Menores necesidades e incentivos a ofertar flexibilidad	- Medgaz - Necesidad medidas regulatorias	Puede agravar problemas preexistentes de falta de flexibilidad
	Infraestructuras de Importación y transporte	Refuerzo marginal en titularidad pero vínculo estratégico con Enagás	Posible interferencia en gestión y planificación por presencia reforzada en infraestructuras	- Vínculo preexistente y regulado	Riesgo independencia Enagás

### 3. Resultados por mercados

	MERCADO	RESULTADO	RIESGO	¿ATENUANTES?	CONCLUSIÓN
GAS	Distribución	Mº en Madrid, La Coruña Ciudad Real y Sevilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduce competencia tendido nuevas redes</li> <li>• Integración distribución/suministro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado regulado, monopolio natural</li> </ul>	Riesgo de obstaculización mercados descendentes
	Suministro CCGT	Refuerzo 1º posición (No efecto directo)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refuerzo integración vertical con generación</li> <li>• Refuerzo EME</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autosuministro</li> <li>• Condiciones tasadas y oferta GNL</li> </ul>	Reforzamiento atenuado
	Suministro grandes clientes	Refuerzo 1º posición	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refuerzo EME</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nº significativo competidores</li> <li>• No pivotalidad</li> </ul>	Reforzamiento atenuado
	Suministro cons. domésticos y PYMES	Refuerzo 1º posición	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refuerzo EME</li> <li>• Reducida movilidad</li> <li>• Reducción CUR</li> </ul>		Riesgo obstaculización competencia

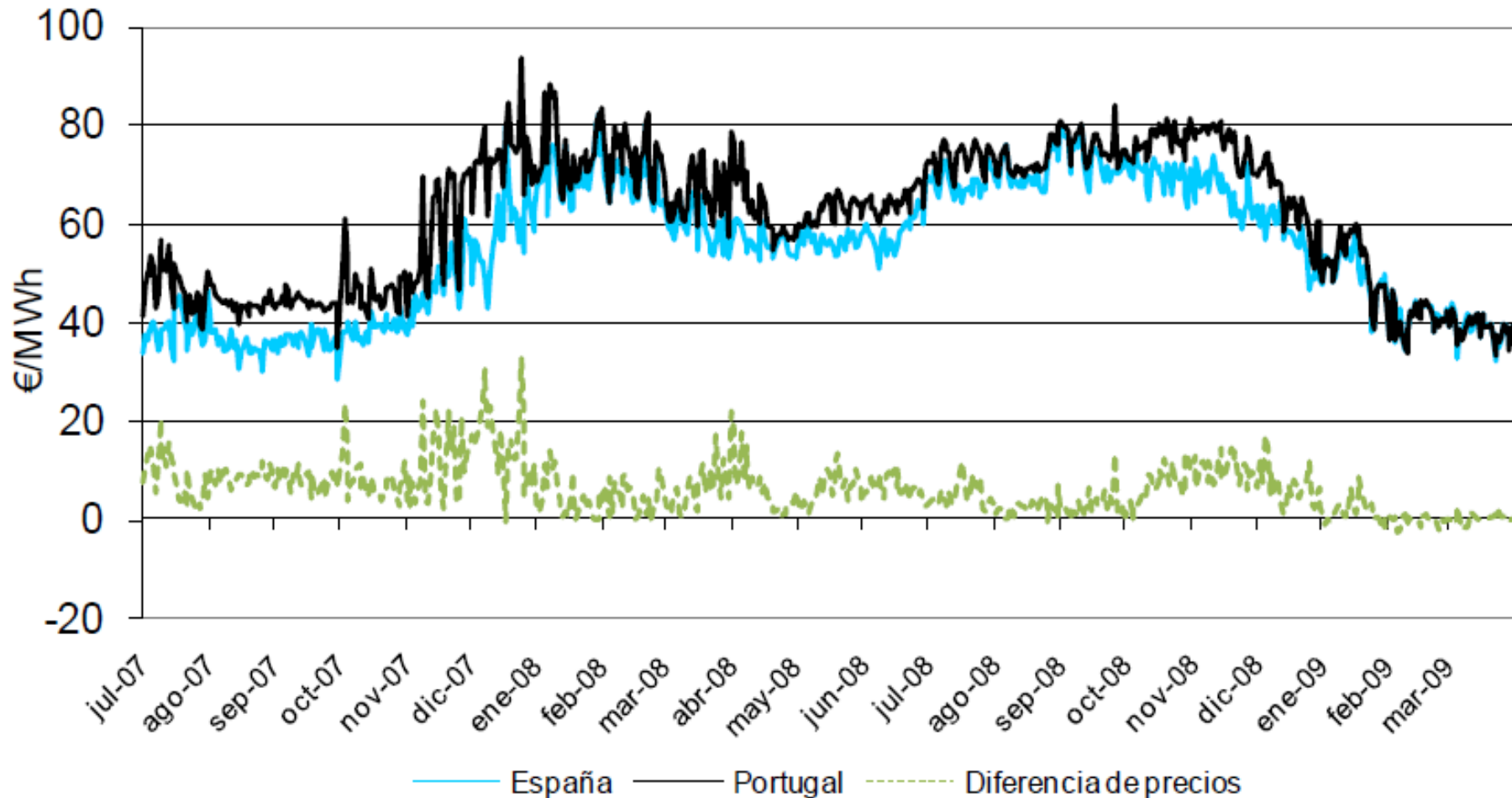
### 3. Resultados por mercados

	MERCADO	RESULTADO	RIESGO	¿ATENUANTES?	CONCLUSIÓN
<b>ELECTRICIDAD</b>	Generación	Refuerzo tercera posición.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Efectos unilaterales (potencia retirable, sobre todo ciclos)</li> <li>Efectos coordinados (simetría carteras con END/IB, mecanismos de represalia: RRTT y suministro gas, y vínculos estructurales)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aún alejado de END e IB</li> <li>Evolución esperada de potencia instalada y demanda</li> <li>RSI muy bajo (retirada muy grande para efecto)</li> <li>Menor cartera inframarginal</li> <li>Tendencia autosuministro y Medgaz</li> </ul>	Riesgo efectos coordinados
	Restricciones técnicas	Refuerzo en zona sur	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mecanismo represalia para coordinación</li> </ul>		Riesgo coordinación
	Distribución	Refuerzo marginal (<1% provincial)			No efecto significativo
	Suministro AT	Refuerzo marginal			No efecto significativo
	Suministro BT	Refuerzo marginal			No efecto significativo

- **En el curso de la operación se plantea si mercado mayorista de electricidad es nacional o ibérico**
  - Mecanismo de “*market splitting*”
  - Operador del mercado único: OMIP/OMEL
  - Incremento de la interconexión
- **Se opta por una definición nacional:**
  - Congestión elevada (72,2% horas en 2007)
  - Diferencial importante precio spot (mercado diario): 6 €/MWh en 2008
  - No se prevén ampliaciones de capacidad en corto plazo (2 años)
- **Aunque se reconoce una posible ampliación en el futuro:**

“...esta delimitación pudiera ampliarse en los próximos años, en función de la evolución de las congestiones en la interconexión y de la presión competitiva que, en su caso, pueden ejercer las importaciones”  
(Resolución, §359)

Gráfico 15 Evolución de los precios medios diarios de generación mayoristas en España y Portugal (julio 2007-marzo 2009)



Fuente: CNE, Informe sobre la competencia gas y electricidad 2006-2008



➤ **Grado de interconexión:**

- Actualmente 1600 MW hacia Portugal y 1300 MW hacia España
- Perspectiva 2014: 3000 MW en ambos sentidos

➤ **Mercado geográfico (a efectos de definición de operador dominante ex ante):**

- Realización de las inversiones previstas en interconexión (3000 MW)
- Horas de congestión < 17% (1500 horas/año)
- Horas punta de congestión < 2/3 Horas totales de congestión

➤ **Dinámica competitiva: importancia de la integración vertical**

- Aprovisionamiento gas  $\Leftrightarrow$  Suministro gas  $\Leftrightarrow$  Generación electricidad
- Generación electricidad  $\Leftrightarrow$  Suministro electricidad



**CNC**

**COMISIÓN NACIONAL DE LA COMPETENCIA**