

Análisis de los efectos de la liberalización de los mercados eléctricos en el parque tecnológico europeo

Pedro Linares, Carlos Vázquez

Instituto de Investigación Tecnológica. Univ. Pontificia Comillas. Sta. Cruz de Marcenado 26. 28015 Madrid, pedro.linares@iit.upco.es

1. Introducción

Los mercados energéticos, y en particular, los mercados de gas y electricidad, están sufriendo a nivel mundial unos cambios significativos hacia una mayor liberalización, privatización o desregulación, debido a la intervención conjunta de varios factores, entre los cuales podemos citar la desaparición de las economías de escala (debida a su vez a la presencia de los ciclos combinados), y al desarrollo de las tecnologías de la información. Pero el hecho de que las condiciones técnicas y económicas para los mercados energéticos competitivos estén disponibles no quiere decir que todos los sistemas vayan a cambiar su regulación. Esto también depende de otros factores, muchos de ellos de tipo político, que son importantes puesto que los distintos objetivos para el desmantelamiento de los monopolios energéticos han producido distintos enfoques para esta liberalización.

Estos distintos enfoques han producido a su vez distintas situaciones en Europa. En algunos países, los mercados energéticos han sido privatizados y abiertos a la competencia. En otros, las grandes compañías siguen siendo públicas y la competencia está muy limitada. Puesto que cada país ha escogido un grado diferente para estos procesos, y que además estos se implantan de manera conjunta con otras políticas (medioambientales, de seguridad de suministro, etc.) los resultados de la liberalización del sector energético pueden diferir significativamente.

Una preocupación creciente en este aspecto es conocer cuáles serán los efectos de estos cambios institucionales en el sector energético y también en el conjunto económico europeo. Además de la teórica reducción en los precios energéticos inducida por la competencia, y por tanto una mayor competitividad de la industria europea, la reforma puede producir otros efectos indirectos en la economía, como cambios en el nivel de empleo del sector energético, en el medio ambiente, o en el sector tecnológico.

El objetivo de este artículo es por tanto proporcionar una visión global de los elementos fundamentales a considerar para analizar el posible efecto de la liberalización de los mercados energéticos en las tecnologías de generación eléctrica en Europa. Ya se han realizado algunos trabajos de investigación en este sentido (European Commission, 1999a; IPTS, 1999; Vouyoukas, 1998; Messner and Nakicenovic, 1992; Grübler et al, 1999, ECN, 1998, EURELECTRIC, 1998; IEA, 1999), cada uno de los cuales se ha concentrado en distintos aspectos: la I+D en energía, la sostenibilidad, o las estrategias frente al cambio climático. Sin embargo, ninguno de ellos ha analizado en profundidad el impacto de la liberalización en las

tecnologías de generación como se hace aquí. En el capítulo 2 se describen los impactos de carácter general, mientras que en el cap. 3 se particularizan para cada tecnología. Finalmente, se presentan unas conclusiones generales.

2. Efectos generales de la liberalización en el sector tecnológico

Los principales cambios inducidos por los esquemas liberalizadores en el sector energético han sido:

- la forma en que se adoptan las decisiones de inversión
- los procedimientos de operación
- los costes y precios energéticos
- y el papel jugado por la demanda

2.1 Decisiones de inversión

En teoría, si el mercado está bien diseñado y no hay elementos de distorsión, las decisiones de inversión bajo el esquema regulatorio tradicional y bajo el nuevo marco liberalizado deberían ser iguales: se realizarán nuevas inversiones cuando la diferencia entre el precio marginal del sistema y el coste variable de la nueva tecnología cubra los costes fijos de la inversión. Sin embargo, todas las inversiones están siempre sujetas a un cierto riesgo, y este riesgo (o más bien, las distintas formas de asignarlo) producirá distintas decisiones de inversión.

El riesgo fundamental asociado a la generación eléctrica es el ligado a la recuperación de los costes fijos de la inversión: en un esquema tradicional, este riesgo se transfiere a los consumidores, mientras que en un esquema liberalizado es soportado por las empresas generadoras.

Las consecuencias fundamentales de esta distinta asignación del riesgo son que en mercados liberalizados es más fácil introducir nuevas tecnologías, al eliminarse la inercia de los costes fijos. Esto a su vez puede producir pérdidas en los generadores ya instalados, a los que no se garantiza la recuperación de sus costes fijos¹.

Además, también es de esperar que aumente el coste del capital para las empresas generadoras, acercándose a los niveles normales de mercado (IEA, 1999). Esto llevaría a períodos de amortización más cortos (Wiser et al, 1998) y a un aumento en los costes de financiación, lo que a su vez puede aumentar el coste de la energía y desincentivar la inversión en aquellas tecnologías intensivas en capital. Este efecto se ve reforzado si las empresas son además privatizadas, ya que los accionistas presionarán más para obtener rentabilidades altas a corto plazo, y será más difícil acudir a fuentes de financiación de bajo coste (IEA, 1998).

¹ Salvo que se establezcan mecanismos de garantía de recuperación, como los Costes de Transición a la Competencia en España.

2.2 Decisiones de operación

Los procedimientos de operación pueden cambiar con la liberalización, hacia mecanismos más descentralizados como los contratos bilaterales. En condiciones ideales, esto no debería suponer un cambio esencial del despacho eléctrico². Lo que sí traerá la liberalización es una mayor flexibilidad en estas decisiones. Las elasticidades cruzadas entre combustibles aumentarán (Dahl y Ko, 1998). Y al tener que soportar mayor riesgo, los generadores tenderán a cubrirse mediante contratos frente a alteraciones de precios o problemas de suministro (IEA, 1995).

2.3 Cambios en los costes y precios de la energía

Los costes de producción se verán modificados en los mercados liberalizados fundamentalmente por varios aspectos:

El primero es la introducción de la competencia en el sector, que presionará a los agentes a aumentar su eficiencia y reducir sus costes (Parfomak, 1997; Walker y Lough, 1997). Pero para que esto se dé, debe existir una competencia real, lo que no es el caso de muchos mercados europeos, en los que la situación de oligopolio más bien está causando subidas de precio³.

El segundo aspecto es la transferencia de las decisiones energéticas del ámbito público al privado. Por una parte, y debido a los fallos de mercado como las externalidades (European Commission, 1999b), los costes percibidos por los productores privados suelen ser inferiores a los que observan los reguladores públicos, por lo que si no hay una internalización explícita de estas externalidades, la estructura de costes se verá modificada.

Otro aspecto es el aumento de los costes de transacción, generalmente inexistentes en mercados tradicionales. Este aumento además suele ser más significativo para los agentes de pequeño tamaño (Wiser et al, 1998), y depende críticamente del diseño del mercado. Una de las tareas del regulador es diseñar los procedimientos de operación del mercado es precisamente reducir estos costes, y los resultados pueden ser muy diferentes en función de la alternativa que se adopte.

2.4 Participación de la demanda

El último efecto general de los procesos liberalizadores se deriva de la forma en que se toman las decisiones. Como ya se mencionó, estos pasan a manos privadas de forma descentralizada. Esto puede revelar fallos de mercado y aumentar los costes de transacción, pero también incorpora a una poderosa herramienta en el mercado, la disponibilidad de los consumidores a pagar por otros atributos de la energía distintos del coste (como la calidad de servicio, la

² Aunque en condiciones reales sí puede afectar al nivel de información, a los costes de transacción, al poder de mercado, y por tanto a las distintas tecnologías tal como se comenta posteriormente.

³ También se están produciendo subidas coyunturales de precios por los grandes crecimientos de la demanda, aunque esto en principio debería corregirse a medio plazo.

tecnología o el impacto ambiental). Esto hace que la industria pueda competir no sólo en precios, sino también en los servicios que ofrece (Dooley, 1998). De hecho, en los sectores recientemente liberalizados las firmas que han prosperado han sido las que han identificado este carácter de servicio en el negocio.

Así pues, es de esperar que aumente el papel de las tecnologías de demanda y de los servicios energéticos. Este efecto se verá posiblemente amplificado por la mayor elasticidad de la demanda que aparece en los mercados liberalizados.

2.5 Resumen

Así pues, podemos resumir los efectos generales de la liberalización de los mercados energéticos en el siguiente cuadro:

- Efectos causados por la liberalización
 - Aumento de la elasticidad de la demanda y elasticidades cruzadas
 - Cambios en los criterios de inversión, que a su vez producen
 - Una inversión acelerada en nuevas tecnologías
 - Aumento del coste del capital
 - Presiones competitivas (en ausencia de oligopolios)
 - Aumento de los costes de transacción
 - Aumento de la información asimétrica
 - Mayor participación de la demanda
- Efectos causados por la privatización
 - Consideración de costes privados y no costes sociales
 - Mayor presión para conseguir altas rentabilidades a corto plazo
 - Menor acceso a financiación de bajo coste

Estos efectos variarán dependiendo de las medidas específicas de liberalización adoptadas, las nuevas estructuras de la industria, o los mecanismos de intercambio y formación de precios. En cualquier caso, se pueden concretar para las distintas tecnologías en la sección siguiente.

3. Efectos esperados de la liberalización en las tecnologías de generación

Antes de entrar en el análisis de las tecnologías específicas se pueden indentificar una serie de consecuencias generales derivadas de los factores descritos anteriormente.

En principio, los menores precios y las mayores posibilidades de ofrecer servicios energéticos deberían traducirse en un aumento de la participación de la electricidad en el balance energético. Esta expansión de las tecnologías basadas en la electricidad, al igual que las basadas en el gas, también se justifica por la necesidad de las compañías de expandir sus mercados ante la mayor competencia en los sectores eléctrico y gasista.

Esta mayor competencia, y la necesidad de mantener las cuotas de mercado, son algunas de las razones para el gran desarrollo que se espera de las tecnologías de generación distribuida, ya que éstas permitirían a las compañías “capturar” clientes a largo plazo y aumentar su capacidad de generación, a la vez que mantienen a sus clientes satisfechos.

Las tecnologías multicomcombustible también pueden verse favorecidas, al proporcionar cobertura frente al riesgo de precios y de suministro. Estas tecnologías permiten a los generadores explotar diferenciales de precio y mejoran su posición negociadora frente a suministradores de combustible. Sin embargo, aún son más caras que los contratos, por lo que no son muy utilizadas.

A fin de no excedernos en la extensión del presente trabajo, se presenta aquí una tabla resumen con los principales efectos esperados en las tecnologías de generación eléctrica. Posteriormente se explican brevemente estos efectos. Las líneas de la tabla se corresponden con los efectos anteriormente identificados. Cuando estos efectos son positivos para una tecnología determinada se utiliza un signo “+”, mientras que cuando son negativos se utiliza un “-”.

	Carbón	Gas	Nuclear	Hidro	Renovables	Gestión Dem.	Existentes	Nuevas
Elasticidad de demanda		+	-	+	-	+		
Riesgo de inversión	-	+	-	-	-	-		
Competencia	+	+	+	+	-	-		
Costes privados	+	+	+	-	-	-		
Internalización de costes externos	-	+	+/-	+/-	+	+	+/-	+
Tasas de rentabilidad de mercado	-	+	-	-	-	-		
Menor inercia de costes fijos	-	+	-	-	+		-	+
Costes de transacción					-	-		
Información asimétrica					-	-		
Mayor participación de la demanda					+	+		
CTCs	+	-	+	+	-	-	+	-
Tendencias en I+D					-	-	+	-
Pagos por capacidad								
- precios punta			-	+	-			
- pagos fijos	+	+	+	+	-			
- mercados de capacidad	-	+	-	-	-			

El **carbón** presenta costes de inversión elevados, por lo que no se espera que se realicen nuevas inversiones debido a su riesgo asociado. Sin embargo, los costes variables de los carbones importados son competitivos, por lo que aquellas plantas ya amortizadas (al menos parcialmente) sí es de esperar que permanezcan en el mercado. Además, la estabilidad de sus precios proporciona una cierta cobertura frente al riesgo, especialmente frente al riesgo de aumento sustancial de los precios del gas, por lo que si este hecho se produce tampoco sería de extrañar una cierta participación del carbón en el parque. Las centrales alimentadas por carbones nacionales no son tan competitivas, y además presentan problemas medioambientales, por lo que probablemente desaparezcan a medio plazo.

Las tecnologías basadas en el **gas**, y en especial los ciclos combinados, son posiblemente las más beneficiadas por la liberalización. Tienen bajos costes de inversión (y por tanto bajo riesgo), tiempos de construcción cortos, buena disponibilidad, buen rendimiento medioambiental, mayor flexibilidad y fácil aplicación a la generación distribuida. Si a esto añadimos la eliminación de la inercia de los costes fijos, es fácil explicar por qué los ciclos combinados están siendo ampliamente instalados. Su único inconveniente es el alto coste del combustible, lo que es compensado por los bajos costes de inversión cuando las tasas de descuento son altas (a partir de un 10%). Si bien estos costes de combustible parecen estar aumentando, algunos autores (Radetzki, 1999) argumentan que tenderán a bajar respecto a otros combustibles.

En lo que respecta a la energía **nuclear**, sus perspectivas no son muy brillantes en mercados liberalizados, debido a sus grandes costes de inversión, largos períodos de construcción, costes de desmantelamiento y gestión de los residuos, y otros riesgos sociales (Armstrong et al, 1995; Loiter y Norberg-Bohm, 1999; Peña-Torres y Pearson, 2000). Salvo que los gobiernos intervengan para limitar estos riesgos de alguna forma, su rentabilidad es más que dudosa. Otra desventaja es su menor flexibilidad para regular. Por otro lado, sus bajos costes de operación la hacen una buena competidora en los mercados liberalizados, una vez amortizados o garantizados sus costes fijos.

La energía **hidráulica** presenta una situación similar a la nuclear, con alguna ventaja adicional como su capacidad para regular. Se espera por tanto que las plantas ya existentes sean competitivas, pero no es de esperar nuevas inversiones en esta tecnología.

Las energías **renovables** también pueden ser muy perjudicadas por la liberalización, salvo que se dispongan mecanismos de apoyo por sus ventajas medioambientales y sociales (lo cual es práctica habitual en Europa). Básicamente, estas tecnologías son más caras que las tradicionales (al menos que los ciclos combinados), y además son intensivas en capital. Los procedimientos de operación habituales en los mercados libres también pueden desincentivar estas tecnologías por sus altos costes de transacción. Sí es cierto que, aparte de las medioambientales y sociales, las energías renovables presentan ventajas debido a su independencia con respecto al riesgo de precios de combustibles, por lo que pueden ser útiles como parte de portafolios energéticos (Awerbuch, 2000).

Por último, las tecnologías de **gestión de demanda** presentan unas características similares a las basadas en energías renovables. Suponen una reducción de ingresos para las compañías, aumentan los costes (sin poder recuperarlos por ahorros a corto plazo) e implican un mayor riesgo (sin beneficio asociado para los accionistas) (Sioshansi, 1994). Además, la bajada de precios esperada en la electricidad las harían aún menos rentables. Sus aspectos positivos están asociados a los servicios energéticos que proporcionan al consumidor, lo que sí puede impulsar estas tecnologías una vez que el salto hacia esta nueva filosofía empresarial haya sido dado (Cheshire, 2000). De hecho, sí es de esperar un incremento de estas tecnologías en el momento en que se liberalice realmente el mercado minorista, con competencia real entre los agentes.

4. Conclusiones

La tendencia actual hacia la liberalización y la privatización de los mercados energéticos europeos pueden inducir cambios significativos en el portafolio energético europeo. Sin

embargo, la extensión de estos cambios no está clara, y dependerá en el esquema concreto escogido por cada país. Ahora bien, sí es posible identificar una serie de características generales y efectos esperables de estos procesos, especialmente en lo que se refiere al riesgo de mercado y a los precios.

Estas características han sido descritas en este artículo de forma resumida, al igual que las consecuencias esperables en las distintas tecnologías de generación eléctrica. En general, es de esperar un cambio hacia tecnologías menos intensivas en capital y de bajo coste como los ciclos combinados de gas, resultando perjudicadas las tecnologías más intensivas en capital como la nuclear o más caras como las renovables o las de gestión de la demanda (en este caso, siempre que los consumidores no ejerzan su fuerza de decisión o no se utilicen mecanismos adicionales de apoyo).

En general, estos efectos se han visto confirmados por las tendencias observadas en algunos países donde la liberalización y privatización tienen una historia más larga, aunque pueden variar en función de las medidas adoptadas (por ejemplo el apoyo a las energías renovables), las estructuras de la industria o los mecanismos de intercambio y formación de precios (pueden encontrarse más detalles de estos aspectos en Linares y Vázquez, 2000). En efecto, es necesario señalar que en este trabajo sólo se han analizado las consecuencias de la liberalización, pero que hay otros factores que pueden influir tanto o más en la evolución del porfolio tecnológico europeo, como:

- las regulaciones medioambientales como las derivadas del Protocolo de Kyoto, que en principio favorecerán las tecnologías libres de CO₂,
- el comercio transfronterizo de electricidad, que aumenta las posibilidades de sustitución entre tecnologías,
- la regulación de la competencia, que puede influir en el libre juego de los agentes en el mercado y por tanto en los precios de la electricidad, o
- la rapidez de la difusión tecnológica

La gran amplitud de los factores a considerar hacen por tanto que lo presentado en este artículo no pueda considerarse más que un resumen aproximado de las perspectivas del parque tecnológico europeo a medio plazo. Cada uno de estos aspectos puede estudiarse más en profundidad, tal como se ha hecho por ejemplo en esta Universidad con los problemas medioambientales, desarrollando modelos de predicción de la expansión de la generación eléctrica que incorporan tanto los aspectos económicos como los medioambientales, además de las características de los mercados liberalizados (e.g. Lapiedra et al, 2003). Sólo mediante la utilización conjunta de modelos complejos puede obtenerse una visión más completa de las perspectivas tecnológicas en Europa, lo que es fundamental tanto desde el punto de vista empresarial como desde el diseño de políticas adecuadas.

Referencias

Armstrong, M., S. Cowan, J. Vickers (1995). *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. The MIT Press, Cambridge, Massachussets.

Awerbuch, S. (2000). Getting it right: the real cost impacts of a renewables portfolio standard. *Public Utilities Fortnightly* February 15, 2000.

Chesshire, J.H. (ed.) (2000). From electricity supply to energy services: prospects for active energy services in the EU. Report prepared for the European Commission - Directorate General Energy and Transport- and Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC. June, 2000.

Dahl, C., J. Ko (1998). The effect of deregulation on US fossil fuel substitution in the generation of electricity. *Energy Policy* **26** (13): 981-988.

Dooley, J.J. (1998). Unintended consequences: energy R&D in a deregulated energy market. *Energy Policy* **26** (7): 547-555.

ECN (1998). Nationale Energieverkenningen 1995-2020. Petten, The Netherlands.

EURELECTRIC (1998). The role of electricity in achieving decline in CO₂ emissions. A scenario approach for EU-15. Brussels, March 1998.

European Commission (1999a). European Union Energy Outlook to 2020. *Energy in Europe* November 1999.

European Commission (1999b). *ExternE Externalities of Energy. Vols 1-10*. European Communities, Brussels.

Grübler, A., N. Nakicenovic, D.G. Victor (1999). Dynamics of energy technologies and global change. *Energy Policy* **27**: 247-280.

IEA (1995). The IEA natural gas security study. IEA-OECD, Paris.

IEA (1998). Electricity reform: power generation costs and investment. IEA-OECD, Paris.

IEA (1999). Electric power technology. Opportunities and challenges of competition. IEA-OECD, Paris.

IPTS (1999). Energy technology strategy 1995-2030: Opportunities arising from the threat of climate change. Institute for Prospective Technological Studies, Joint Research Centre, European Commission.

Linares, P., C. Vázquez (2000). Effects of energy markets de/re-regulation onto EU's technology portfolio: conventional and emerging technologies. Report for IPTS.

Lapedra, L., M. Ventosa, P. Linares (2003). Expansion planning model considering an emission-based permits market. 8º Congreso Luso Español de Ingeniería Eléctrica, Vilamoura, 3-5 Julio 2003.

Loiter, J.M., V. Norberg-Bohm (1999). Technology policy and RE public roles in the development of new energy technologies. *Energy Policy* **27**: 85-97.

Messner, S. and N. Nakicenovic (1992). A Comparative Assessment of Different Options to Reduce CO₂ Emissions. IIASA, WP-92-27.

- Parfomak, P.W. (1997). Falling generation costs, environmental externalities and the economics of electricity conservation. *Energy Policy* **25** (10): 845-860.
- Peña-Torres, J., P.J.G. Pearson (2000). Carbon abatement and new investment in liberalised electricity markets: a nuclear revival in the UK?. *Energy Policy*, **28**: 115-135.
- Radetzki, M. (1999). European natural gas: market forces will bring about competition in any case. *Energy Policy* **27**: 17-24.
- Sioshansi, F.P. (1994). Restraining energy demand. The stick, the carrot or the market?. *Energy Policy* **22** (5): 378-392.
- Vouyoukas, L. (ed) (1998). Climate technology strategy within competitive energy markets. Final report JOS3-CT95-0008.
- Walker, C.D., W.T. Lough (1997). A critical review of deregulated foreign electric utility markets. *Energy Policy* **25** (10): 877-886.
- Wiser, R., S. Pickle, C. Goldman (1998). Renewable energy policy and electricity restructuring: a California case study. *Energy Policy* **26** (6): 465-475.