

SIMULACION DE GANANCIAS DE EFICIENCIA EN EL MERCADO INTERIOR EUROPEO DE ELECTRICIDAD (*)

Manuel FERNANDEZ

Red Eléctrica de España

Isabel ORTEGA

Red Eléctrica de España

Julio SEGURA

Fundación Empresa Pública

Este trabajo trata de estimar las reducciones de costes variables de generación y transporte que podrían lograrse en 1995 por la creación del mercado interior comunitario de energía eléctrica para cuatro escenarios que se diferencian en el grado de transparencia de costes y precios, y las restricciones políticas y de capacidad. El modelo utilizado es del tipo Integrated Resource Planning.

Las soluciones proporcionan para cada país la operación de cada opción generadora por segmentos de demanda, así como las importaciones y exportaciones.

1. Introducción

El objetivo de este trabajo es presentar estimaciones técnicamente consistentes del ahorro que puede suponer la progresiva puesta en marcha de un mercado interior único de energía eléctrica para el conjunto de países de la Comunidad Europea (CE) excluyendo Grecia e Irlanda —que no tienen interconexiones con los restantes países de la CE— e incluyendo Suiza y Austria que, además de su posición geográfica estratégica, mantienen un nivel de intercambios significativo con los sistemas eléctricos de los países de la CE.

El interés y oportunidad que pueda tener este trabajo radica en tres aspectos. En primer lugar, el proyecto de Directiva comunitaria que debía definir las etapas de la creación del mercado interior único de electricidad, ha sido rechazado, de forma que el análisis de los puntos cruciales a efectos de lograr

* Agradecemos a Angel Landa la atenta lectura de una versión ampliada de este trabajo y las sugerencias que realizó para su mejora; y a Elena Pérez Ferreiro su ayuda en la puesta a punto del modelo. También agradecemos las sugerencias realizadas por dos evaluadores anónimos, que han permitido mejorar la presentación del modelo y la interpretación de sus resultados. Los errores que puedan subsistir son de nuestra exclusiva responsabilidad.

el resultado deseado —mejorar la eficiencia— es de actualidad. En segundo lugar, no existen hasta la fecha estimaciones cuantitativas del ahorro que podría conseguirse en cada etapa de la progresiva liberalización de los intercambios de electricidad entre los sistemas nacionales, y aquí ofrecemos la primera estimación de dichos ahorros. Por último, desde una perspectiva nacional, los cambios en el mapa eléctrico español que se deriven de la nueva ley del sector eléctrico, deberían buscar la mayor eficiencia global del sistema, y este trabajo señala, en cierta medida, dónde se encuentran algunos problemas fundamentales.

Los cálculos se realizan por medio de la computación de un modelo de optimización con capacidades de generación dadas. El modelo minimiza los costes variables de generación y transporte necesarios para satisfacer las demandas estimadas para 1995, sometido a restricciones técnicas y de garantía del servicio. La computación se realiza para cuatro escenarios alternativos que modelan distintos grados de materialización del mercado interior. Entre las conclusiones principales cabe destacar la alta eficiencia técnica con que se gestionan los sistemas nacionales; la importancia desde el punto de vista del ahorro del levantamiento de la obligación de utilizar carbones nacionales (un tema que afecta mucho al sistema español); y el carácter fuertemente restrictivo de la capacidad de interconexión y transporte existente en la actualidad.

El epígrafe 2 se dedica a discutir la naturaleza del producto eléctrico y las características del sector y el grado de regulación del mismo. El epígrafe 3 resume los antecedentes del mercado comunitario de energía eléctrica y describe brevemente el panorama actual del sector eléctrico europeo. En el epígrafe 4 se formulan los supuestos básicos del modelo de simulación y se definen los cuatro escenarios para los que se estima el volumen de intercambios óptimos. En el epígrafe 5 se describe la estructura básica y características del modelo. En el epígrafe 6 se presentan los resultados agregados de las simulaciones realizadas para cada escenario, así como una evaluación de la mejora de eficiencia que se produciría en cada caso, y una primera aproximación del impacto medioambiental. En el Apéndice 1 se detallan la construcción de la curva de duración de cargas y los datos utilizados, y en el 2 se presentan los cuadros numéricos de los intercambios resultantes de la solución del modelo en cada escenario.

2. Naturaleza del producto eléctrico y características del sector

Desde el punto de vista de su generación, la energía eléctrica es una mercancía, pero las condiciones de su suministro le confieren la naturaleza de servicio. Cabe incluso señalar que, según a qué tipo de cliente se venda, la energía eléctrica tiene un componente más acusado de mercancía o de servicio. Para el pequeño consumidor es un servicio público, mientras que para el consumidor industrial constituye un input intermedio. Sin embargo, también para los grandes usuarios la energía eléctrica tiene una faceta de servicio público en la medida en que su suministro debe estar garantizado.

Además de este carácter mixto, la energía eléctrica presenta unas especificidades técnicas [ver Sullivan (1977)] que implican que la industria y el mercado eléctricos tengan características muy peculiares desde el punto de vista económico [para un análisis detallado, ver Joskow y Schmalensee (1983) y Munasinghe (1990)].

En primer lugar, existen condiciones económicas de oligopolio natural en la generación, y de monopolio natural en el transporte y la distribución. En la primera, por los elevados costes fijos de los grupos generadores de gran dimensión, y en la segunda por la complejidad técnica y coste de las redes, que hacen poco viable la superposición de las mismas. Pero no sólo se trata de que las actividades de generación y transporte exhiban fuertes rendimientos de escala, sino también de que las inversiones precisas tienen un alto grado de especificidad, de forma que los costes asumidos pueden considerarse irre recuperables. Se trata, por tanto, de una actividad donde no sólo los costes de entrada son elevados, sino también los de salida son muy importantes.

La existencia de redes de distribución que implican costes irre recuperables no es privativa del sector eléctrico, pero en éste presentan una rigidez mayor que en otros. Por ejemplo, las redes físicas de telecomunicaciones conectan a los usuarios entre sí de forma flexible, cambiando su configuración cada vez que uno de ellos marca un número, y se pueden utilizar simultáneamente en ambas direcciones. Por el contrario, las conexiones de unas redes de transporte y distribución eléctricas son más permanentes, su capacidad es más rígida y el usuario sólo tiene la opción de conectar o desconectar una determinada carga. Esto ha conducido a que mientras que los costes de transmisión de las telecomunicaciones han experimentado una continuada disminución, el umbral de tamaño para la entrada en el sector eléctrico no se ha visto reducido de forma apreciable en las últimas décadas.

En segundo lugar, la obligación de garantizar el suministro dada la naturaleza de servicio público ya señalada, la necesidad de igualar en cada instante la producción a una demanda fluctuante dada la imposibilidad de almacenamiento, y las exigencias de mantenimiento de la frecuencia y tensión, hacen imprescindible la regulación del sector.

En tercer lugar, el tamaño potencial del mercado viene restringido por razones de tipo técnico y económico. En efecto, los costes de transporte son significativos tanto por la necesidad de rentabilizar las redes como por el hecho de que las pérdidas crecen proporcionalmente con la distancia y cuadráticamente con el volumen transportado. Además el volumen de los intercambios entre sistemas de países distintos se encuentra limitado por la capacidad de interconexión de las líneas, y no existen medios de transporte sustitutivos.

Un mercado en el sentido estricto de la palabra exigiría la libertad de los usuarios últimos —grandes y pequeños— para contratar libremente el suministro de energía eléctrica con cualquier productor o distribuidor. Pero aún suponiendo que esto fuera técnicamente factible, que no lo es, sería económicamente inviable. La información que requeriría el usuario para poder tomar una decisión óptima, y los costes de cambiar de distribuidor (*switching costs*)

impedirían que la libertad de contratación se plasmara en una mejora del bienestar de los usuarios medianos y pequeños.

En cuarto lugar, el sector eléctrico presenta una fuerte tendencia a la integración vertical de las actividades de generación, transporte y distribución. El hecho de que las empresas tengan que proveer de electricidad a todos los usuarios dentro de un país a una tarifa común independiente de cuál sea la localización geográfica de los mismos, conduce a que las empresas integradas verticalmente se planteen la contabilidad de forma global, no asignando cada elemento del coste a la operación relevante, es decir, obviando el problema de imputación de costes. Esto hace que sea beneficioso para las empresas determinar estructuras tarifarias que impliquen subsidios cruzados entre las actividades integradas, lo que puede significar barreras adicionales a la entrada de nuevos competidores en las actividades que se benefician de subsidios [ver Yarrow (1991)]. Por ejemplo, si la generación está integrada con el transporte, una empresa tenderá a favorecer el transporte de la energía producida por ella, asignando costes inferiores a los realmente imputables a la generación y mayores al transporte. En caso de que el transporte esté integrado con la distribución, se tenderá a proteger el mercado local.

En quinto lugar, el sector eléctrico ha sido utilizado con frecuencia como instrumento de aplicación de ciertas políticas industriales. Entre otros ejemplos se encuentran los de favorecer el uso de combustibles de origen nacional para mantener la actividad de sectores en declive (v. gr.: carbón); fijar tarifas preferentes para determinadas producciones intensivas en energía (v. gr.: aluminio); e, incluso, planificar fuertes excesos de capacidad en el sector eléctrico como instrumento de desarrollo de la industria nacional y de la tecnología de ciertos bienes de equipo (v. gr.: nuclear).

Por último, pero no por ello menos importante, el sector eléctrico está siendo objeto de una atención crítica creciente por parte de las sociedades de los países desarrollados y, en particular, europeos. Las exigencias medioambientales afectan mucho a la generación de energía eléctrica, tanto por la contaminación derivada de la producción de origen térmico convencional (carbón, fuel y gas), como por los problemas de tratamiento de residuos en la producción de origen nuclear. Pero también las propias líneas de transporte se ven afectadas, porque su construcción suele encontrar fuertes resistencias por parte de los afectados por su trazado.

3. El mercado comunitario de electricidad: antecedentes y situación actual¹

El instrumento jurídico que determina las etapas a seguir en la construcción del mercado interior único de la energía (y, en particular, de electricidad) es la propuesta de Directiva elevada por la Comisión al Consejo de Ministros de la

¹ Un desarrollo más detallado puede verse en Fernández, Ortega y Segura (1992), pp. 14 y ss.

CE, que define las tres fases del mismo, y cuya aprobación se encuentra bloqueada.

- a) La primera fase caracterizada por la exigencia de transparencia de precios y la libertad de tránsito de la energía entre los países comunitarios.
- b) La segunda fase, propuesta para 1993, contempla tres principios fundamentales: la abolición de derechos exclusivos, la transparencia contable de las actividades integradas verticalmente (*unbundling*) y el acceso de terceros a la red (TPA).
- c) La tercera fase, propuesta para 1996, contempla la ampliación del TPA a todos los grandes clientes y distribuidoras, quedando los consumidores familiares y las pequeñas empresas sometidas a un sistema de tarifa supervisada por cada Estado miembro.

Durante la década de los años 70 y primera mitad de los 80 los sistemas europeos se expandieron con la expectativa de unos crecimientos económicos mayores de los realmente experimentados. Muchos países acometieron programas nucleares ambiciosos que tuvieron que recortar por la creciente desconfianza popular que este tipo de generación creaba y que alcanzó su máximo exponente en abril de 1986 con el accidente de Chernobyl. Sólo Francia continuó su programa nuclear para el que había desarrollado una tecnología propia y que constituía uno de los pilares de su política industrial de bienes de equipo y tecnológica.

Puesto que la demanda de electricidad creció menos de lo esperado, los sistemas eléctricos europeos acumularon excesos de capacidad a lo largo de la crisis económica. La superación de esta última a partir de 1984 ha ido eliminando progresivamente los superávits de potencia instalada, siendo previsible que, a mediados de la presente década, estos excedentes se hayan agotado, por lo que no habrá opción a reducir las necesidades de nuevo equipamiento basándose en los excesos de capacidad instalada en otros países. No obstante, dada la existencia de reglamentaciones cada vez más restrictivas en relación a la instalación de nuevas plantas generadoras, los países muestran una reticencia creciente a incrementar sus parques de generación. Por otra parte, la sobrecapacidad del sistema francés, el déficit italiano y los altos costes de producción alemanes, generan presiones en favor del aumento del volumen de intercambios entre los sistemas nacionales. Esto ha dado lugar a un intenso comercio que en el futuro vendrá acotado por el desarrollo del programa nuclear francés, que empieza a encontrar una oposición popular creciente.

Un mercado más abierto implicará unos criterios diferentes en las incorporaciones de capacidad, premiándose la flexibilidad y el bajo impacto ambiental en la elección de opciones. El establecimiento de nuevas relaciones comerciales, tales como los contratos directos entre productores y consumidores, al margen de los flujos reales de energía, ha de ir modificando, en gran medida, los sistemas de monopolio tradicionales. La introducción de competencia debe llevar consigo una mejora en la calidad del suministro y la implantación

de una serie de sistemas destinados a incrementar la comunicación con el cliente, tanto en el sentido de mejorar el servicio como de lograr determinados comportamientos que han de redundar en un abaratamiento de los costes (gestión de demanda). En el curso de los últimos años, muchas de las empresas eléctricas han modificado su visión del negocio eléctrico, adoptando como elemento estratégico el valor añadido, que no sólo hace referencia a los servicios que la compañía ofrece, sino también a la forma en que éstos son percibidos por el cliente.

4. Supuestos básicos y escenarios

El objetivo de este trabajo no es valorar el volumen real de intercambios entre los países analizados. En particular, aquí no se tiene en cuenta que aun cuando un sistema nacional cubra exactamente su demanda, existirán flujos eléctricos por sus interconexiones debido al fenómeno físico de la circulación de electricidad. Tampoco se realiza un estudio de viabilidad de las interconexiones ni de los potenciales efectos del uso de las mismas.

El objetivo de este estudio es *establecer el volumen de intercambios debido a la apertura del mercado utilizando la capacidad ociosa de algunos países para sustituir equipos más caros en otros y haciendo uso de la complementariedad de algunos sistemas nacionales*. Por tanto, la ganancia de eficiencia de una mayor apertura del mercado eléctrico europeo aquí considerada es, exclusivamente, la debida a la rebaja del coste marginal de operación de los sistemas, derivada del aumento de los intercambios generado por un grado mayor de integración del que tendría cada uno de los sistemas de forma independiente. Pese a las limitaciones señaladas, ésta es la única cuantificación existente sobre ganancias de eficiencia derivadas de la eliminación de obstáculos a los intercambios que implicará la creación de un mercado eléctrico comunitario.

Cuando se trata de estimar el volumen de intercambios óptimo derivado de la apertura de un mercado, es necesario definir con precisión cómo se materializa dicha apertura. En concreto, hemos desestimado un planteamiento en que la planificación de unidades futuras de generación se llevara a cabo conjuntamente, por considerar que la planificación, al igual que otros aspectos tales como la garantía de suministro, tienen un componente estratégico que no será delegado por ningún país. Por ello, para aproximar en la medida de lo posible este estudio a las condiciones reales prevalecientes en el mercado europeo, hemos tomado como horizonte el año 1995 en que cada país dispondrá del equipo necesario para cubrir su propia demanda con un margen de seguridad adecuado.

4.1. Supuestos

En síntesis, este trabajo trata de evaluar el potencial de aumento de los intercambios en términos de energía y el beneficio económico que esto conlleva por las diferencias entre los costes de generación y transporte de la situación

actual y la de mayor apertura del mercado prevista para 1995. Esta evaluación se ha llevado a cabo bajo cinco supuestos básicos.

Supuesto 1: Cada sistema eléctrico tiene su propio despacho que opera su equipo de generación teniendo en cuenta las opciones marginales de generación de los otros sistemas.

Supuesto 2: El precio de los combustibles importados utilizados en la generación se considera igual para todos los países.

Supuesto 3: Las capacidades de generación y transporte de los países considerados son las existentes a fines de 1990 más las previstas y aprobadas por los respectivos planes eléctricos para entrar en operación hasta 1995.

Supuesto 4: Los contratos de compraventa de electricidad vigentes o comprometidos en firme entre los países analizados se consideran efectivos.

Supuesto 5: Las centrales que utilizan carbón nacional mantienen la estructura actual de consumo de combustibles.

4.2. Escenarios

Las estimaciones se han realizado considerando cuatro escenarios que se diferencian en las condiciones de operación y la política de intercambios, es decir en el grado de apertura efectiva a la competencia de los sistemas nacionales.

Escenario 1. Supone el mantenimiento de las condiciones de operación y política de intercambios prevalecientes en 1992 hasta 1995.

Se trata, en principio, de un escenario pesimista, ya que implica que la apertura del mercado se deriva tan sólo de la aparición de nuevos grupos y la ampliación de redes ya comprometidas, manteniéndose las mismas restricciones existentes hoy día. No obstante, tiene la virtualidad de constituir un origen de medida para valorar los beneficios derivados de la apertura del mercado europeo.

Escenario 2. Se supone transparencia de costes y de precios, evitando así posibles deseconomías en los intercambios. Cada sistema considera siempre la posibilidad de comprar o vender energía a otros. Se mantienen las directrices de política energética de cada país.

En este escenario se abre al mercado sensiblemente (dentro de las restricciones que implican los supuestos 3 y 4) respecto al escenario 1, ya que cada sistema considera siempre la posibilidad de comprar o vender energía a otros, aprovechando las complementariedades de las diferentes estructuras de generación y demanda. Sin embargo, se mantiene, allí donde existe, la obligatoriedad de consumir carbones nacionales de coste superior y menor calidad que los importados.

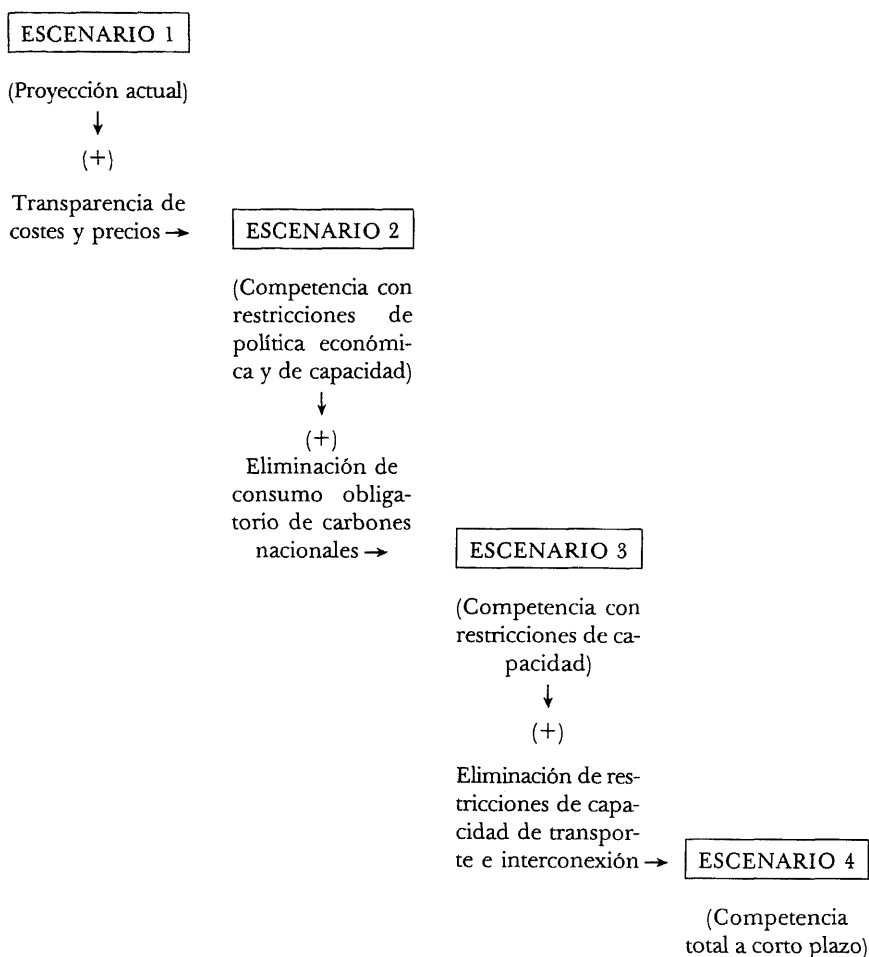
Escenario 3. Este escenario añade al 2 la eliminación de la obligatoriedad de quemar carbones nacionales. Por tanto, la prioridad de entrada de los grupos gene-

radores es por estricto orden de mérito², con la única excepción de las restricciones de operación de los respectivos sistemas.

Escenario 4. Este escenario añade al 3 el levantamiento del Supuesto 3, existiendo, por tanto, suficiente capacidad en las líneas de transporte e interconexión como para realizar todos los intercambios que reduzcan el coste variable conjunto de generación.

El esquema adjunto sintetiza las relaciones entre los escenarios definidos.

ESQUEMA DE ESCENARIOS



² Es decir, por orden creciente de costes variables de los grupos generadores.

5. El modelo

El modelo utilizado para las simulaciones de los escenarios descritos en el epígrafe precedente, del tipo *Integrated Resource Planning* (ver Munasinghe (1990)) por permitir la inclusión de opciones de gestión de demanda y no sólo las opciones convencionales de generación en el lado de la oferta, replica el funcionamiento de varios sistemas eléctricos que optimizan la operación para un equipamiento dado que puede incluir opciones de gestión de demanda en sustitución de determinados equipos de generación. La capacidad neta programable de las líneas de interconexión marca el límite cuantitativo a los flujos de energía entre sistemas. El modelo permite por tanto representar el funcionamiento de un conjunto de sistemas eléctricos con diferentes grados de integración que van desde la operación aislada de cada uno de ellos hasta la integración total con despacho único. En nuestro caso, dado el Supuesto 1, cada sistema tiene su despacho que opera su propio equipo de generación, teniendo en todo momento en cuenta las opciones de generación de los restantes sistemas.

La función objetivo a minimizar son los costes de operación a lo largo de todo el horizonte considerado. Si k es el número de horas —o, alternativamente, segmentos que agrupan varias horas— de cada uno de los N periodos comprendido en el horizonte, la formulación compacta del modelo es:

$$\begin{aligned} \text{MIN} \quad & \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^n \sum_{t=1}^k q_i^t T_j^t y_{ij}^t \\ \text{s.a.:} \quad & \sum_{i=1}^n y_{ij}^t = d_j^t \quad (\forall j, t) \\ & \sum_{j=1}^k y_{ij}^t \leq a_i g_i^t \quad (\forall i, t) \end{aligned}$$

n : Número de opciones de generación disponibles

T_j^t : Duración del segmento j durante el período t .

y_{ij}^t : Capacidad efectiva de la unidad i utilizada durante el segmento j en el período t

q_i^t : Coste de producción de la unidad i durante el período t

d_j^t : Máxima demanda de potencia durante el segmento j en el período t

a_i : Factor de disponibilidad de la unidad i

g_i^t : Capacidad nominal de la unidad i durante el período t

Si se trata, como es el caso, de la optimización de varios sistemas interconectados, la minimización a la que se ha hecho referencia anteriormente debe hacerse extensiva al conjunto de todos los sistemas contemplados.

Las opciones de generación disponibles son hidráulica fluyente, autoproducción, nuclear, carbón nacional, carbón importado, fuel, gas, hidráulica regulable, bombeo e importación de sistemas externos. Los costes de producción son los correspondientes marginales de cada opción generadora, más los de trans-

porte (ver Apéndice 1, Cuadro A1). Las demandas de potencia y energía por país para 1995 son las previsiones del Grupo de expertos de UNPEDE (EUROPROG, 1991) que aparecen en el Cuadro A2 del Apéndice 1.

Las restricciones del modelo son de los siguientes tipos:

1. De demanda: cada año se divide en cuatro períodos que, a su vez, se dividen en segmentos, cada uno de los cuales define la cantidad mínima de producción requerida para cubrir la demanda (ver Apéndice 1, construcción de la curva de duración de cargas).
2. De capacidad: especifican cuanta electricidad puede generar cada planta dada su potencia (ver Apéndice 1, Cuadro A3) y disponibilidad estacional.
3. De operación: que reflejan condiciones de funcionamiento, disponibilidad del equipo (ver Apéndice 1, Cuadro A4) y producciones obligatorias (nuclear, carbón nacional).
4. De interconexión: que ponen un límite a los intercambios entre sistemas colindantes (ver Apéndice 1, Cuadro A5, criterio n-2 de fijación de máxima capacidad de interconexión programable y contratos de importación del Cuadro A3).

La solución del modelo, que se lleva a cabo por el método del simplex revisado con variables acotadas, presenta el funcionamiento, segmento a segmento, en cada una de las estaciones, de todo el horizonte temporal, de todas las plantas comprendidas en el conjunto de sistemas. De dicha solución se pueden obtener resúmenes agregados de las variables significativas, que son los que aparecen en los cuadros del Apéndice 2.

6. Resultados y conclusiones

La solución del modelo da como resultado para cada sistema el despacho detallado de los grupos por segmento y estación, así como los costes del despacho, la emisión de contaminantes y el coste de las restricciones impuestas frente a la operación óptima. Los resultados detallados aparecen en los Cuadros del Apéndice 2. El modelo también se ha calibrado con los datos reales de 1990 (lo que se denomina en el Apéndice 2 «Escenario 1990») en cuanto a capacidades de generación y transporte, comprobándose que, con las restricciones que operaban entonces, los balances de energía por países se ajustan razonablemente a los registrados en dicho año³.

6.1. Resultados reales por escenarios

Pese a que los datos detallados se encuentran en el Apéndice 2 se sintetizan a continuación en los cuadros 1 y 2 los relativos a intercambios globales, y estructura de la producción por tipo de combustible.

³ En otras aplicaciones de este modelo, se comprueba que los resultados de la computación son robustos ante variaciones de los costes de cada opción generadora, y distintas especificaciones de los costes de transporte y pérdidas.

CUADRO 1
Intercambios eléctricos
(% sobre total del mercado)

	Escenarios				
	1990	1	2	3	4
Total	6,3	7,1	9,4	11,4	15,2
Firme	4,1	4,8	4,8	4,8	4,8
Optimización	2,2	2,3	4,6	6,6	10,4

CUADRO 2
Estructura de la producción
(% por tipo de combustible)

	Escenarios				
	1990	1	2	3	4
Hidráulica	13,7	12,7	12,6	12,5	12,4
Nuclear	34,0	34,3	34,9	35,7	37,0
Carbón nacional	29,6	23,9	23,4	19,9	16,2
Carbón importado	8,3	10,0	10,4	10,7	13,7
Fuel	5,6	4,2	4,0	3,9	1,3
Gas	8,8	14,9	14,7	17,3	19,4

Pese a que en el Escenario 1 el volumen de intercambios de optimización no se ve alterado, la estructura de la producción experimenta cambios significativos. Aumenta el peso de la generación con gas natural en Gran Bretaña, Alemania e Italia. La mayor producción con gas se debe tanto a la instalación de nueva capacidad de ciclo combinado quemando gas natural, como a una mayor utilización de las centrales existentes. La producción nuclear también crece por las aportaciones de Francia y Gran Bretaña, y la participación del carbón importado crece en dos puntos porcentuales debido a la construcción de nuevas plantas en Italia y a la mayor utilización de las centrales actuales. Por el contrario, cae el consumo de carbones nacionales, sobre todo en Gran Bretaña y Alemania, y desciende la producción de fuel debido a la sustitución de este combustible en Italia y Gran Bretaña. En España, sin embargo, se registra un aumento del fuel debido a la baja utilización de este equipo en 1990. Por último, la participación del equipo hidráulico permanece uniforme por la instalación de nuevas unidades en Italia, Austria y Portugal.

La tendencia importadora o exportadora de cada país se mantiene, acentuándose la propensión exportadora de Francia, mientras que España y Portugal, que tienen inicialmente un saldo casi nulo, son en 1995 importadores netos debido a los contratos firmados con Francia; Alemania resulta autosuficiente e Italia continúa su tendencia importadora.

En el Escenario 2, los intercambios totales alcanzan un 9,4 % del mercado total, duplicándose los de optimización del Escenario 1.

La estructura de la producción presenta, como rasgo más notable, el aumento de la producción nuclear debido al incremento de la francesa y la suiza. Los combustibles más caros —fuel y gas— registran una moderada reducción, así como el carbón nacional, concentrándose esta última en Alemania. Por último, la mayor coordinación en la explotación de los sistemas considerados de este escenario implica una reducción de la generación con bombeo.

Los saldos comerciales entre países no varían sustancialmente respecto al Escenario 1, salvo en el caso de los intercambios entre Francia y Alemania que pasan a ser muy positivos para aquella, y el aumento de las importaciones españolas y portuguesas.

En el escenario 3 se levanta la obligación de consumir carbón nacional, y por ello los países más afectados son Alemania, Gran Bretaña y España. El total de intercambios alcanza el 11,4 % del mercado, dos puntos superior al del Escenario 2, y los intercambios de optimización triplican los del Escenario 1.

El cambio más notable en la estructura de generación es la disminución del carbón nacional, que pierde 3,5 puntos en su participación, debido a la reducción alemana. Esta disminución se ve compensada por el aumento del gas natural, y de la generación nuclear.

Respecto a las posiciones comerciales de cada país, Alemania se beneficia mucho de la situación de su red de interconexión, mientras que España y Portugal tienen menor margen de capacidad sin ocupar una vez que operan sus contratos en firme con Francia, y Gran Bretaña también tiene muy utilizada su línea de interconexión con el continente. Por ello, el efecto más notable es el aumento de las importaciones alemanas, mientras que España aumenta ligeramente las suyas. Los restantes países, al ser la mayoría de sus opciones de generación más baratas que el carbón nacional, tienden a ser más exportadores o, en su caso, menos importadores.

Por último, en el Escenario 4, el total de intercambios alcanza el 15,2 % del mercado total, cuadruplicando los de optimización los del Escenario 1.

Respecto a la estructura de generación, Francia aumenta su producción nuclear alcanzado el máximo posible, con lo que la participación llega al 37 %. También aumenta el uso del gas natural y el carbón importado. Se produce una disminución drástica del carbón nacional, bajando su participación en el total en 3,7 puntos porcentuales respecto al Escenario 3. También baja la producción con fuel, situándose su participación en un exiguo 1,3 % del total.

Por último, en lo que respecta a las posiciones comerciales, Alemania, Gran Bretaña, Italia y España se configuran como los grandes importadores, mientras que Francia refuerza su posición exportadora.

6.2. *Repercusión económica*

El Cuadro 3 presenta los ahorros potenciales obtenibles en 1995, derivados de cada uno de los escenarios considerados, tomando como referencia la situación del Escenario 1. Dada la estructura del modelo, las diferencias de ganancias de

eficiencia o ahorro de costes entre escenarios sucesivos es atribuible al levantamiento de la correspondiente restricción. Así, las diferencias entre los escenarios 2 y 1 se deben a la transparencia de costes y precios que permite una mayor coordinación en la explotación de los sistemas; las diferencias entre los escenarios 3 y 2 a la eliminación del consumo obligatorio de carbón nacional, y las diferencias entre los escenarios 4 y 3 a la eliminación de la restricción que implica una capacidad dada de transporte e interconexión.

CUADRO 3
Ahorros potenciales respecto al Escenario 1
(mM de ptas. de 1991)

	Escenarios		
	2	3	4
Bombeo	14,3	23,2	30,1
Nuclear	-14,0	-33,6	-60,3
Carbón nacional	44,0	390,8	750,9
Carbón importado	-18,1	-33,6	-191,6
Fuel	17,4	34,8	285,0
Gas	21,5	-163,0	-314,4
TOTAL	65,1	218,6	499,7

El primer resultado reseñable es la modestia, para cualquier escenario, de las ganancias de eficiencia derivadas de la liberalización del mercado eléctrico, ya que en el supuesto más flexible, donde se han levantado las restricciones tanto políticas como de capacidad de transporte e interconexión, las ganancias totales representan el 2 % del valor total de las transacciones. Por ejemplo, las ganancias por transparencia de costes y precios apenas alcanzan el 0,3 % del mercado.

El segundo aspecto a destacar es que la ganancia de eficiencia potencial por no tener que consumir carbones nacionales es muy superior a la derivada del aumento de los intercambios. Las ganancias globales, teniendo en cuenta las capacidades reales de interconexión, alcanzan los 153,5 mM ptas.; y las generadas por levantar la restricción de interconexión los 282,1 mM ptas., buena parte de las cuales proviene de que se puede hacer efectiva en mayor medida la liberalización del uso de carbones nacionales.

En su conjunto, nuestros resultados parecen apoyar dos hipótesis, una de carácter técnico relativa a la explotación de los sistemas, y otra de contenido más económico referente a la estrategia comunitaria más adecuada para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico integrado.

La primera es la hipótesis de que la explotación de los sistemas nacionales se realiza con un grado apreciable de eficiencia técnica, ya que incluso en el caso de que no existieran restricciones de interconexión, las reducciones de costes variables por estricta creación de un mercado único serían sólo del orden del

1,4 % del volumen de intercambios. La cifra absoluta no es insignificante (347,2 mM ptas.), pero en términos relativos es muy modesta, máxime si se pone en relación con el grado de apertura del mercado eléctrico (exportaciones más importaciones respecto a la demanda total), que pasa del 11,9 % en 1990 al 32,7 % en el Escenario 4.

La segunda hipótesis que parece confirmar los resultados es que en una actividad que opera en condiciones de oligopolio natural (generación) y monopolio natural (transporte), la mera liberalización del mercado no resuelve problemas de eficiencia apreciables si existen restricciones de capacidad productiva.

No se puede estimar cuáles serían las ganancias de eficiencia en caso de que no hubiera restricciones a la creación de nuevos grupos de generación, porque ello implicaría entrar en condiciones de rentabilidad de inversiones de largo plazo de maduración, política de tarifas (que hicieran rentables estas inmobilizaciones), cuantificación de restricciones medioambientales, y también consideraciones estratégicas respecto al grado de dependencia extranjera del suministro que los distintos países aceptarían. Pero lo que se deriva de nuestro estudio es que si las restricciones de capacidad de generación son relevantes, los efectos significativos de la creación del mercado único eléctrico se lograrían sólo si aquéllas se pudieran eliminar; y si no se puede, las ganancias son de escasa cuantía.

Todo lo anterior no debe interpretarse como un alegato contra la introducción de competencia en sectores necesariamente regulados que operan en condiciones de monopolio natural; pero sí como un argumento en favor de la racionalidad económica global y de la importancia de localizar dónde se encuentran los problemas. En el caso del sector eléctrico europeo, éstos se localizan en el área de la capacidad de los equipos de generación y transporte, y en mucha menor medida en el TPA o en la desintegración vertical de las actividades de generación, transporte y distribución.

Esto indica, en cierta medida, cuáles deberían ser las etapas más significativas en la creación de un mercado interior eléctrico. En primer lugar, y en las condiciones actuales, la eliminación de la exigencia de utilización de carbones nacionales en algunos países. En segundo lugar, el aumento de la capacidad de interconexión y transporte, que es lo que permitiría materializar plenamente la minimización de los costes variables. En tercer lugar, la necesidad de ampliar capacidad de generación bien por retirada de grupos, bien por aumentos de la demanda, no se hará sentir, según las previsiones existentes, hasta después de 1995 (que es el horizonte temporal de nuestro trabajo), pero la forma en que la misma se lleve a cabo será crucial, y la introducción de competencia en el área de la generación constituye una fuente potencial muy importante de ganancias de eficiencia, ya que puede permitir la reducción no sólo de los costes variables de generación globales, sino también de los fijos; con lo que en su caso unas tarifas menores podrían garantizar la rentabilidad del inmovilizado.

Como es claro, una de las limitaciones de este trabajo es no haber considerado a los agentes de forma individualizada y, por tanto, no estimar los efectos que sobre las empresas individuales tienen los escenarios alternativos. Esto es, sin

duda, muy relevante desde la perspectiva de cada empresa, pero no afecta a la eficiencia global del sistema. Para cada empresa española, la posibilidad de que el sistema nacional rebaje los costes de generación, transporte y distribución en unos 6.000 M ptas. de 1991 (ganancias para España en el Escenario 2) es crucial, porque su cuenta de resultados puede verse sensiblemente afectada, y por ello es legítimo que tome posiciones beligerantes sobre el tema. Pero sería útil saber que esas posiciones favorables o desfavorables a una u otra forma de creación del mercado único eléctrico tienen su razón de ser en intereses legítimos pero individuales, y poco apoyo en la cuantía de las ganancias de eficiencia globales, que son las que pueden repercutir en el bienestar de los ciudadanos. Desde este último punto de vista, parece claro que la demanda más urgente — desde la perspectiva parcial del sector eléctrico — debería ser la eliminación de los consumos obligatorios de carbón nacional.

6.3. Medio ambiente

La reducción de las emisiones de CO₂ presenta dificultades técnicas aún no resueltas a coste competitivo, por lo que la única solución es o bien utilizar combustibles como el gas natural o una reducción global del consumo de combustibles (tema relacionado con la discutida ecotax comunitaria). Por lo que respecta a la emisión de NO_x y partículas, existen tecnologías a coste asequible, por lo que los problemas más acuciantes se centran en las emisiones de SO₂ cuya limitación es muy costosa. El tema se centra, por tanto, en las producciones de origen térmico convencional y, además, en el área alemano-holandesa. El Cuadro 4 presenta estas producciones por escenarios.

CUADRO 4
Producción de origen térmico convencional
(en TWh)

	Escenarios			
	1	2	3	4
Carbón nacional	478,0	468,7	396,4	335,4
Carbón importado	201,1	207,8	213,5	243,6
Fuel	84,2	80,7	77,0	21,8
Gas	299,2	293,3	344,5	400,5
TOTAL	1.062,5	1.050,5	1.031,4	1.001,3

En un sentido amplio, la integración es favorable a la reducción de emisiones tanto de SO₂ como de CO₂, porque la producción térmica convencional es mínima en el Escenario 4 por la mayor utilización del parque nuclear. Desde el punto de vista del SO₂ los mejores escenarios son el 3 y el 4 por su menor producción de carbón nacional; respecto al CO₂ también por el mayor peso relativo del gas natural. Si se tiene en cuenta que el escenario más realista es el 2, puede afirmarse que en el sentido medioambiental resulta más favorable que el 1, es decir, que la proyección de la situación actual.

Apéndice 1: La construcción de la curva de duración de cargas y los datos del modelo

Como la demanda de energía eléctrica es variable no sólo por estaciones, sino por horas, y es preciso cumplir la igualdad entre demanda y producción en cada instante, los grupos generadores que ofrecen energía se modifican con la demanda. Puesto que el objetivo es minimizar los costes variables, la demanda se ha de satisfacer con el criterio de ofrecer la potencia exigida según el orden de mérito, es decir, introduciendo primero los grupos u opciones de menor coste variable y, progresivamente, los de mayor coste a medida que la demanda crezca. Como los costes marginales por kWh neto de cada tipo de combustible se consideran constantes, el orden de mérito de costes variables es el de costes marginales.

El modelo está concebido para cubrir demandas finales representadas por su Curva de Duración de Cargas (CDC). Como período base se utiliza la estación. Partiendo de una curva estacional de consumo horario como la mostrada en el Gráfico A1, se obtiene la correspondiente CDC ordenando, de mayor a menor, las demandas horarias habitadas en la estación. Así, la carga máxima del sistema sólo tiene una duración de una hora, mientras que la demanda mínima es superada en todas las horas del período considerado. A efectos de modelización, la CDC se divide en segmentos tal como muestra el Gráfico A2.

Es preferible la utilización de curvas estacionales, en lugar de anuales, puesto que recogen diferencias en el nivel y la forma de la demanda final, así como

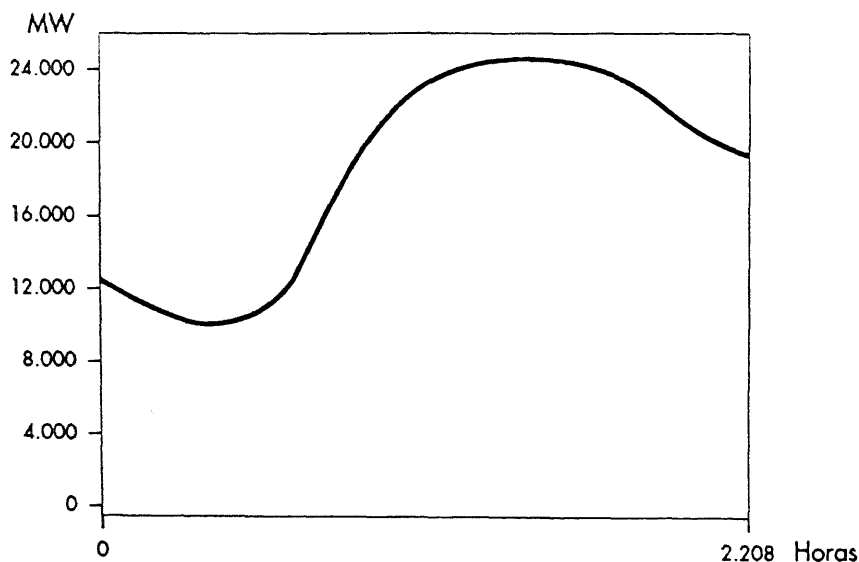


Gráfico A1
Curva de carga

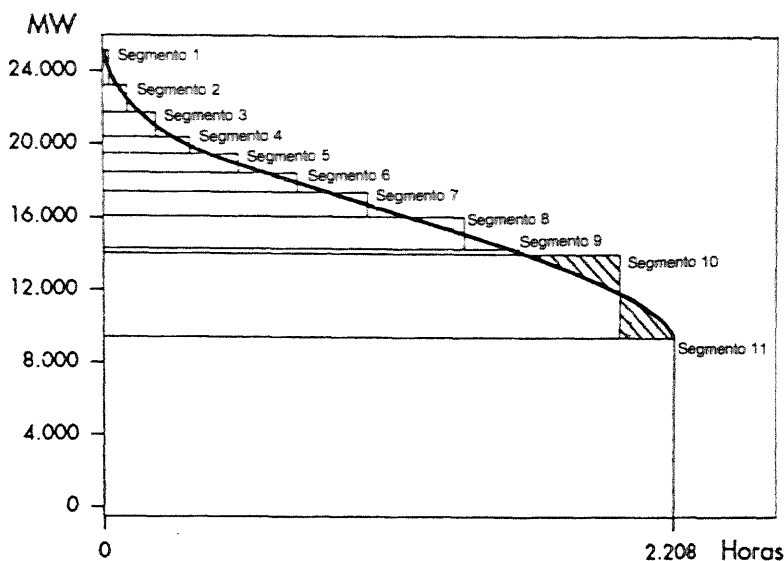


Gráfico A2
Curva de duración de carga

distintas disponibilidades de recursos, en especial la hidráulica, y unidades —determinadas por el plan de mantenimiento— y diferentes características de operación.

Respecto a los precios de los combustibles (que por el Supuesto 2 del epígrafe 4.1 se suponen iguales para todos los sistemas), el del carbón importado experimenta un pequeño aumento a lo largo del periodo analizado, debido al previsible incremento de la demanda de este combustible en los próximos años. Para los carbones nacionales, aunque no tienen el mismo coste de extracción en cada país, se ha supuesto, según la intención de la CE, que su uso tendrá igual repercusión sobre el precio.

El Cuadro A1 muestra las hipótesis de costes en el supuesto de que el precio del crudo es 25 dólares de 1991 por barril y el cambio del dólar 100 pesetas.

CUADRO A1
Coste variable de combustible
(ptas. 1991 / kWh neto)

Combustible	Precio
Nuclear	1,3
Carbón nacional	4,8
Carbón importado	2,7
Fuel	4,8
Gas (ciclo combinado)	3,6
Gas (turbina gas)	5,6
Gasoil (turbina gas)	12,4

CUADRO A3

EQUIPAMIENTO (en MW)

	Hidráulica		Nuclear		Carbón		Fuel		Gas		Turbinas Gas		Contratos importación		TOTAL		
	1990	1995	1990	1995	Nacional	Importado	1990	1995	1990	1995	1990	1995	1990	1995	1990	1995	
Alemania	8.650	=	22.427	22.898	51.427	49.627	=	=	15.235	20.235	4.820	=	=	=	110.360	114.040	
Austria	10.524	11.724	=	=	=	2.000	=	1.000	2.000	2.700	400	=	=	=	15.924	17.824	
Bélgica	1.402	=	6.287	6.829	=	4.125	3.808	1.153	1.060	1.156	898	1.150	=	=	14.925	15.301	
Dinamarca	=	=	=	=	25	=	6.578	=	150	1.259	240	390	1.000	(1)	8.800	10.034	
España	16.108	16.420	7.363	=	9.362	=	1.314	=	6.574	6.298	1.320	= (3)	=	=	1.000 (1)	43.077	
Francia	24.838	24.808	55.720	61.042	8.301	8.077	7.547	=	6.580	=	510	=	808	1.032	104.304	109.696	
Holanda	36	=	508	=	=	3.767	4.359	7.087	5.456	5.963	7.146	=	600	= (2)	17.951	18.105	
Reino Unido	4.108	=	11.036	10.736	36.522	=	=	11.005	=	1.422	11.200	3.250	=	1.200	68.543	72.1	
Italia	18.987	19.954	=	=	26	=	7.103	11.331	16.577	15.536	11.751	19.101	2.098	2.700	3.550 (2)	72.305	
Luxemburgo	1.124	1.129	=	=	=	=	=	35	=	60	80	40	=	=	1.259	1.281	
Portugal	3.057	3.910	=	=	132	=	1.172	1.456	1.702	1.704	=	=	=	300 (2)	6.392	7.831	
Suiza	11.511	=	2.930	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=	15.211	15.611	
TOTAL	100.340	103.752	106.291	112.926	105.795	103.746	33.606	38.393	60.330	57.387	40.221	65.857	12.883	14.216	5.500	7.650	464.966

(1) Con NORDEL.

(2) Con EdF.

(3) Fuel-Gas.

Fuente: EUROPROG (UNIPED), 1991.

El coste de transporte representa el 5 % de la energía total transportada.

Las demandas y equipamientos supuestos para 1995 son los que aparecen en los Cuadros A2 y A3.

CUADRO A2
Demanda de potencia y energía (1995) ^{A1}

Pais	Potencia (MW)	Energía (GWh)
Austria	7.883	47.878
Alemania	84.283	517.022
Bélgica	12.592	73.395
Dinamarca	6.989	32.375
España	30.656	158.410
Francia	71.845	399.138
Gran Bretaña	57.461	335.453
Holanda	11.641	72.923
Italia	46.247	275.036
Luxemburgo	709	4.660
Portugal	5.840	30.956
Suiza	8.628	52.304

^{A1} Unidades de potencia: kW = Kilovatio; MW = Megavatio = 1.000 kW; GW = Gigavatio = 1.000 MW = 1 M de kW; TW = Teravatio = 1.000 GW = 1 M de MW = 1 mM de kW.

Las hipótesis realizadas respecto al índice de fallos fortuito (FOR), los consumos propios (CP) y la revisión, son:

CUADRO A4
Disponibilidad del equipo

Equipamiento	FOR (%)	CP (%)	Revisión (días / año)
Nuclear	14	5	45
Carbón nacional	13	6	30
Carbón importado	10	5	30
Fuel	12	5	30
Ciclo combinado	10	4	30
Turbina de gas	10	2	30

El criterio seguido para fijar la máxima capacidad programable en las interconexiones entre dos sistemas es el denominado «n-2» para el parque de generación y transporte. Es decir, considerando que fallan simultáneamente dos elementos: bien dos líneas de interconexión, bien dos grupos térmicos de tamaño significativo, o una línea de interconexión y un grupo de generación de gran tamaño.

Por último, las capacidades de interconexión en 1995 son las del Cuadro A5.

CUADRO A5

Capacidades de interconexión	
Año 1995	Unidad: MW nominal
Alemania-Austria	7.060
Alemania-Dinamarca	2.040
Alemania-Francia	5.075
Alemania-Holanda	4.230
Alemania-Luxemburgo	3.460
Alemania-Suiza	10.943
Austria-Italia	285
Austria-Suiza	777
Bélgica-Francia	3.530
Bélgica-Holanda	5.000
Bélgica-Luxemburgo	750
España-Francia	5.530
España-Portugal	3.550
Francia-Gran Bretaña	2.000
Francia-Italia	4.530
Francia-Suiza	5.520
Italia-Suiza	4.090

Apéndice 2: Resultados del modelo

CUADRO A6
Estructura de la producción neta
(por tipo de combustible; en GWh)

	ESCENARIOS				
	1990	1	2	3	4
Hidráulica	247.760	254.138	251.436	249.260	246.489
Nuclear	615.477	687.700	698.433	713.527	734.096
Carbón nacional	535.581	477.953	468.655	396.311	321.506
Carbón importado	150.769	201.100	207.803	213.533	272.079
Fuel	100.478	84.230	80.605	76.983	24.846
Gas	158.354	299.245	293.280	344.521	386.492
TOTAL	1.808.319	2.004.366	2.000.212	1.994.135	1.985.508

CUADRO A7
Volumen de intercambios
(por países, en GWh)

	ESCENARIOS									
	1990		1		2		3		4	
	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.	Export.	Import.
Alemania	20.738	16.630	19.357	18.904	29.473	39.363	22.202	69.161	27.241	79.770
Austria	18.305	20.739	5.660	3.741	8.870	5.928	11.958	2.375	14.351	3.707
Bélgica	6.978	2.628	6.653	2.871	6.928	3.919	12.638	6.660	14.862	6.086
Dinamarca	—	12.165	4.281	6.348	4.856	6.713	7.007	8.760	28.258	8.760
España (*)	323	312	5.267	11.840	6.394	14.235	6.143	14.931	10.015	45.529
Francia	46.006	17	69.455	2.557	85.343	6.131	89.639	6.762	156.698	19.909
Gran Bretaña	2.361	6.236	—	17.453	—	17.410	—	17.520	—	42.661
Holanda	171	10.430	517	9.489	1.437	12.524	14.788	15.171	6.555	9.167
Italia	22	33.819	293	40.103	759	40.362	5.093	38.606	4.140	55.150
Luxemburgo	6.937	3.478	1.374	5.604	1.753	5.935	2.970	7.639	247	4.478
Portugal	—	306	32	2.819	158	3.946	740	3.695	250	7.567
Suiza	4.046	6.420	20.097	16.824	33.212	28.104	42.787	32.700	29.964	20.946
Terceros	8.203	369	8.204	2.817	8.204	2.817	10.832	2.817	10.832	2.817
Países										
TOTAL	113.549	—	141.370	—	187.387	—	226.797	—	303.512	—
— Firme	65.364	—	97.690	—	97.647	—	100.385	—	100.385	—
— Optimización	48.185	—	43.680	—	89.740	—	126.412	—	203.127	—

(*) Incluye contrato con Marruecos.

CUADRO A8
Estructura producción neta
(por países; en GWh)

	ESCENARIOS				
	1990	1	2	3	4
Alemania	502.166	520.921	507.732	470.063	464.493
Austria	44.219	49.797	50.891	57.461	58.528
Bélgica	67.778	78.557	77.185	80.120	84.530
Dinamarca	25.825	30.308	30.518	30.622	51.873
España	135.234	146.885	145.945	143.174	116.448
Francia	391.963	470.837	481.917	485.224	535.927
Gran Bretaña	301.593	322.320	322.363	322.253	293.212
Holanda	56.411	63.952	61.837	72.540	70.412
Italia	202.303	235.226	235.433	241.423	224.026
Luxemburgo	1.310	1.468	1.377	863	1.099
Portugal	25.012	28.456	27.405	28.001	23.638
Suiza	54.475	55.639	57.609	62.391	61.322
TOTAL	1.808.319	2.004.366	2.002.212	1.994.135	1.985.508

Referencias

- Comission of the European Communities (1982): «Completion of the internal market for electricity and gas», Working Paper.
- EUROPROG (UNIPED), (1991): *Programmes and prospects for the electricity sector 1989-1995, 2000, 2005 and 2010*.
- Fernández, M.; Ortega, I. y Segura, J. (1992): «Ganancias de eficiencia del mercado interior de la electricidad», Fundación Empresa Pública, Programa de Investigaciones Económicas, D. T. 9208.
- Joskow, P. L. y Schmalensee, R. (1983): *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*, MIT Press, Cambridge.
- Munasinghe, M. (1990): *Electric Power Economics*, Cornwall, Reino Unido.
- Sullivan, R. L. (1977): *Power System Planning*, Universidad de Florida.
- Yarrow, G. (1991): «Vertical Supply Arrangements: Issues and Applications in the Energy Industry», *Oxford Review of Economic Policy* 7, pp. 35-53.

Abstract

This paper tries to estimate potential reductions in variable costs (generation and transportation) derived from the completion of the internal market for electricity in the European Community in 1995. We modelize the market under four alternative scenarios (sets of assumptions referring to costs and prices, political objectives and capacity and transportation constraints). The model used for simulating the optimization of all national systems is of the Integrated Resource Planning kind.

The complete simultaneous solution provides the segment by segment demand operation of every season for each generating option and total imports and exports, by country.

Recepción del original, octubre de 1992
Versión final, abril de 1993