

La desregulación de la comercialización
de electricidad en Inglaterra y Gales
Carlos A. Romero
Texto de Discusión N° 19
ISBN 987-519-071-3
(Junio 2000)

CEER
Centro de Estudios Económicos de la Regulación
Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa
Chile 1142, 1° piso
(1098) Buenos Aires, Argentina
Teléfono: 54-11-43797693
Fax: 54-11-43797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar

(Por favor, mire las últimas páginas de este documento por una lista de los Textos de Discusión y de la Working Paper Series del CEER e información concerniente a suscripciones).

El Centro de Estudios de Economía de la Regulación (CEER), es una organización dedicada al análisis de la regulación de los servicios públicos. El CEER es apoyado financieramente por el Banco Mundial, los Entes Reguladores de Telecomunicaciones y Electricidad de la República Argentina, y la Universidad Argentina de la Empresa (Buenos Aires), donde el CEER tiene su sede.

Autoridades del CEER:

Lic. Enrique Devoto, Vicepresidente Primero Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)-Dr. Roberto Catalán, Presidente Comisión Nacional de Comunicaciones (CNC), Dr. Antonio Estache, World Bank Institute, Dr. Carlos Newland, Rector Universidad Argentina de la Empresa (UADE), Dr. Omar Chisari, Director Instituto de Economía (UADE).

Director Ejecutivo: Dr. Martín Rodríguez Pardina

Investigadores: Lic. Gustavo Ferro, Lic. Martín Rossi.

Ayudante de Investigación: Lic. Christian Ruzzier.

CEER Serie de Textos de Discusión
La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales
Carlos A. Romero
Texto de Discusión N° 19
Junio 2000
JEL N°: L1, L5

Resumen:

A partir de 1995, las autoridades regulatorias de Reino Unido han comenzado un proceso de introducción de competencia para ventas minoristas de electricidad. Esta política demandó un gran esfuerzo de organización por parte de los agentes de sistema, cuyos costos de lanzamiento se estiman en alrededor de 500 millones de libras. El presente reporte, en primer lugar, describe el programa de apertura llevado a cabo y evalúa los efectos de la apertura sobre el funcionamiento del sector y los niveles de bienestar de distintos estratos sociales de la población. Finalmente, del estudio de la experiencia británica se pueden extraer lecciones para la implementación futura de similares medidas en otros países.

Abstract:

The regulatory authorities of UK have launched a programme to introduce competition at retailing level in the electricity industry starting in 1995. The settlement of this policy has required a strong effort for both the regulator and the system agents. The estimated set-up cost of this process were approximately 500 millions pounds. The present report, firstly, describes the opening-up programme carried out by the authorities, secondly, evaluates the effects of fostering competition on both the operation of the electricity system and the welfare levels of different social groups of consumers. Finally, it can be drawn some lessons from the British experience for the future implementation of similar measures in other countries.

Pertenencia profesional del autor: Carlos Adrián Romero, Instituto de Economía y CEER, UADE. Chile 1142 Piso 1 (1098) Ciudad de Buenos Aires. Cromero@uade.edu.ar

CEER

Centro de Estudios Económicos de la Regulación
Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa
Chile 1142, 1° piso
(1098) Buenos Aires, Argentina
Teléfono: 54-11-43797693
Fax: 54-11-43797588
E-mail: ceer@uade.edu.ar

La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales

Carlos Adrián Romero

Agosto 1999

I. Introducción

En el sistema británico¹ de electricidad se ha introducido un nuevo concepto relacionado con la competencia en el proceso de comercialización de este producto. Este implica la separación vertical del segmento de distribución, conformando de este modo, uno de los proyectos más ambiciosos de este tipo, del cual pueden derivarse conclusiones útiles.

En este sentido, la experiencia británica sirve como un caso de laboratorio para gobiernos o reguladores de otros países que prevén la implementación de similares medidas en el futuro. Algo parecido había ocurrido con las privatizaciones, a principios de la década de los noventa, que sirvieron como ejemplo –en algún caso, de lo que no se debía hacer- a posteriores reformas llevadas a cabo en otros sistemas.

Las dificultades que se deben enfrentar en una reforma de este tipo no son menores, a tal punto que su implementación ha requerido varios años de estudio, de aspectos tecnológicos, legales o económicos, y una gran cantidad de tiempo asignado por los integrantes del sistema, empresas y organizaciones de consumidores a participar en conversaciones con el gobierno y el regulador.

Asimismo, es necesario realizar una gran esfuerzo para que los consumidores se adecuen a las nuevas reglas de juego, en especial teniendo en cuenta que los beneficios de la competencia sólo podrían ser alcanzados si los consumidores hacen uso de su derecho de elegir su proveedor de acuerdo a sus gustos y los precios ofrecidos por las empresas. Para ello, la autoridad debe asegurarle al consumidor típico la información y herramientas imprescindibles para que pueda tomar una decisión de consumo en forma sencilla y al menor nivel de costos posible.

El objetivo del presente reporte es presentar una breve descripción de los principales problemas que tuvieron que ser resueltos para abordar la separación de la comercialización de electricidad, y no un análisis de los efectos de la reforma sobre la sociedad, tarea que resultaría de muy difícil ejecución debido al poco tiempo transcurrido desde su efectiva implementación.

¹ El sistema Británico incluye Inglaterra, Gales y Escocia. Si bien los sistemas de despachos de Inglaterra y Gales por un lado y Escocia por el otro son independientes, en el caso de la introducción de competencia en el segmento minorista funcionan como

Para una completa evaluación del desarrollo de la competencia parece relevante observar, entre otras cuestiones: el número de competidores y las políticas de precios de las empresas, la entrada y salida de proveedores, existencia de barreras a la entrada, niveles de costos, precios y rentabilidad de las compañías, publicidad y diferenciación de producto, evidencia sobre los efectos de los controles de precios sobre consumidores y empresas, costos de cambiar de proveedor, y además la consideración de todos estos factores teniendo cuenta los distintos tipos de consumidores. También sería de utilidad considerar el impacto de la introducción de competencia en el mercado de gas y, en especial, la convergencia entre los mercados de electricidad y gas.

El informe está organizado de la siguiente manera. En primer lugar (Sección II), se presenta una breve descripción de la industria eléctrica en el sistema anglo-galés que va a servir como marco de referencia del informe. En la siguiente sección, se describe la naturaleza del negocio de distribución y comercialización, ilustrado con los resultados contables de las empresas desde el momento de la privatización. La sección IV introduce los principales antecedentes británicos² de la actual reforma: la evolución de la desregulación de la comercialización mayorista de electricidad y el caso más cercano en el tiempo, y en las características de la desregulación de la oferta de gas a clientes residenciales. En la Sección V se describe el proceso de implementación de la introducción del mercado de comercialización de electricidad; se examina tanto la etapa de toma de decisión en la cual la evaluación costo-beneficio de la reforma es concluyente, como la etapa de implementación en sí misma donde se discuten los más importantes programas llevados a cabo para posibilitar los cambios propuestos. Por último, en la Sección VI, se resumen los principales puntos que surgen del informe y se extraen conclusiones que podrían ayudar a realizar similares reformas que eventualmente se puedan decidir en el futuro.

uno solo.

² Un importante antecedente internacional es el caso de la apertura del mercado minorista de electricidad en Noruega, que no será tratado en el informe.

II. La industria de la electricidad en Inglaterra y Gales

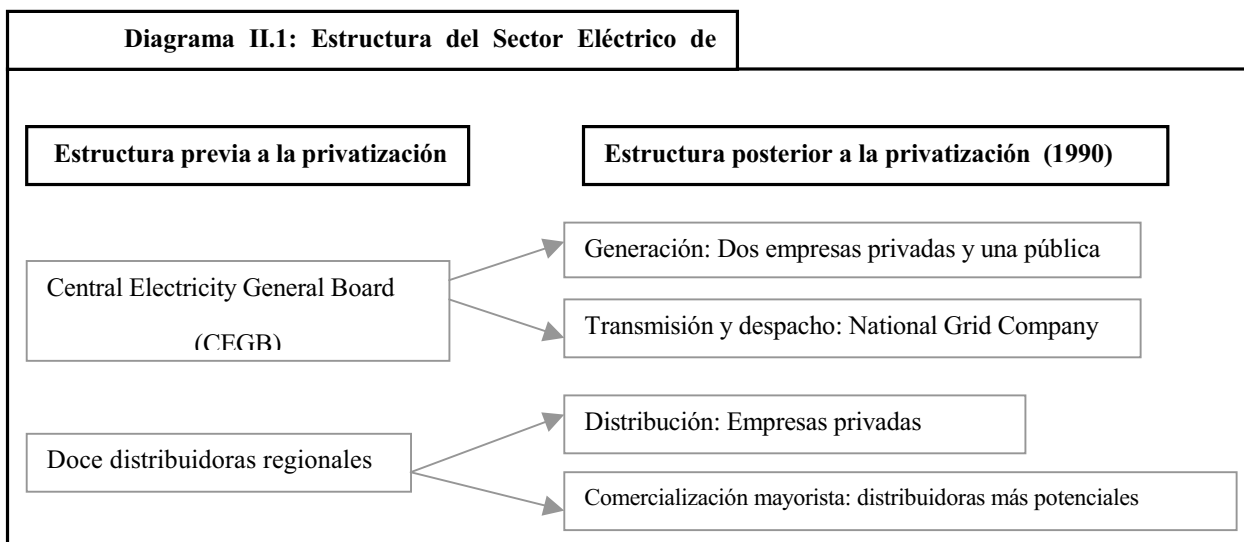
A continuación se presenta una breve descripción del sistema eléctrico en Inglaterra y Gales (IyG), que servirá como marco de referencia. Sólo se mencionan algunos aspectos relevantes ya que no es el objetivo de este informe ahondar en otras cuestiones más allá de la desregulación de la comercialización. Si bien, la evolución de la competencia en generación es más que interesante en sí misma, aquí sólo se hará una breve mención.

a) Privatización y estructura

La privatización de la industria eléctrica de IyG comenzó en 1990. Fue una de las primeras experiencias de reestructuración a gran escala³ y como tal ha sido un caso de referencia para similares procesos iniciados en otros sistemas.

Según la “Electricity Act” de 1989 (MacKerron y Boira-Segarra, 1996) los objetivos de la reforma fueron principalmente la creación de un mercado competitivo, la independencia financiera del gobierno, la ampliación de la propiedad privada y una mayor participación de los empleados. De los cuales, los dos primeros (no necesariamente en ese orden) parecen ser los relevantes⁴.

En el Diagrama II.1 se observa un esquema de la estructura del sector antes e



³ El gobierno británico obtuvo una recaudación de un poco más de 13 mil millones de Libras.

⁴ Previo a la privatización hubo medidas de desregulación de menor alcance, como la eliminación del monopolio legal de generación de la empresa pública, que resultaron poco efectivas.

inmediatamente después de producida la privatización. Como resultado de la eliminación de las empresas públicas en IyG, la reforma ha implicado: la separación vertical de generación y transmisión, desagregación horizontal y desregulación de la generación, una estructura regional para distribución y un esquema programado de liberalización de la comercialización de electricidad (Armstrong, Cowan y Vickers, 1994). La estructura de la industria ha cambiado a lo largo de los noventa, en especial en los segmentos de generación y comercialización.

Si bien uno de los principales objetivos de la reforma era introducir competencia en generación y obtener menores precios para consumidores finales e intermedios, este objetivo no pudo ser alcanzado en el corto plazo debido a que las dos empresas privatizadas (Power Gen y National Power) actuaron en la práctica como un duopolio⁵. Green y Newbery (1992) sugieren que las dos empresas ofertaron precios por encima del costo marginal y que adicionalmente manipularon la disponibilidad de la capacidad de producción para explotar restricciones de transmisión. En virtud de estos problemas, la agencia regulatoria⁶ procedió a requerir la separación horizontal adicional de parte de una de las empresas y controlar más exhaustivamente la salida de plantas. Sin embargo, también hubo fuerzas que impulsaron mayor competencia: la más importante fue el efecto positivo de la desregulación del mercado de gas que posibilitó el ingreso de nuevas empresas y produjo el denominado “movimiento hacia el gas”⁷.

La transmisión era parte de la CEGB mientras que las distribuidoras regionales (RECs por “Regional Electricity Companies”) ya eran empresas públicas separadas.

En IyG, la National Grid Company (NGC) está a cargo del sistema de transporte en alta tensión (transmitiendo a 400kV y 275kV), electricidad desde las estaciones de generación hasta los puntos de conexión de las PESs (por “Public Electricity Supplier”). La etapa inicial de distribución es, generalmente, a 132kV, y el principal negocio (regulado) de las distribuidoras es la operación y mantenimiento de las líneas y transformadores desde la conexión con la transportista hasta el consumo final. Sin embargo, también realizan otras

⁵ Armstrong *et al.* (1994) mencionan que una probable causa que indujo a tan limitada separación horizontal fue una errónea evaluación de los beneficios de una supuesta competencia a la Bertrand.

⁶ OFFER, Office of Electricity Regulation

⁷ Una externalidad positiva, ampliamente mencionada, fue la mejora del medio ambiente, ya que el gas sustituyó en gran medida la altamente contaminante tecnología del carbón.

tareas relacionadas como la comercialización de la electricidad, la operación y mantenimiento de medidores y la instalación de conexiones, entre otras actividades.

b) Funcionamiento y regulación

Una diferencia importante con el caso argentino es que no existe un organismo encargado del despacho como institución separada del resto de la industria, en el caso de IyG la transportista es la encargada del despacho eléctrico.

En cuanto al sistema de despacho, los productores ofertan precios y cantidades diariamente y el coordinador del mercado calcula precios spot por cada media hora. También existe un cargo por capacidad que cobran las empresas de generación con la idea de incentivar la inversión en capacidad de producción. El precio spot y el cargo por capacidad forman el precio de compra. Para obtener el precio de venta hay que agregarle un “uplift” que incluye costos de estabilización del sistema (por ejemplo, potencia reactiva y restricciones de transporte).

Tanto para Transmisión como para Distribución se adoptaron precios máximos y criterios de calidad de servicio como sistema de regulación. En el caso de distribución se consideraron controles de precios separadamente para la actividad de distribución propiamente dicha y para la comercialización.

Se estableció un RPI-X sobre un precio máximo por kWh. En transmisión la X fue inicialmente establecida en cero, el control de precios se aplicó al cargo por uso del sistema y por conexiones existentes⁸. Los controles a las distribuidoras variaban en un rango de RPI+0 a RPI+2.5. El control de precios sobre comercialización era de tipo RPI-X-Y (donde Y es el costo que se puede pasar a tarifas y está compuesto por cargos de transmisión y distribución, costo de la electricidad e impuestos). En la práctica el margen sobre el cual se aplica este control es de alrededor del 5%.

Los controles iniciales de precios transmisión, distribución y comercialización fueron establecidos por tres, cinco y cuatro años, respectivamente.

Con respecto al funcionamiento de distribución y oferta, la “Electricity Act” no menciona la actividad de distribución pero, en cambio, estipula dos tipos de licencia:

⁸ Para nuevas conexiones se estipuló una regulación por tasa de retorno.

Provisión Pública de Electricidad de primera categoría (“first-tier” o PES) y otras licencias comúnmente denominadas licencias de segunda categoría (“Second Tier Licenses”).

La diferencia radica en que los poseedores de una PES tienen un derecho legal para servir a determinados consumidores en su zona de operación mientras que las licencias “Second-tier” están referidas a la actividad de comercialización en otras regiones. La definición de PES es mucho más amplia ya que incluye a la distribución como una actividad más. Inclusive las PESs tienen la obligación de llevar contabilidad separada de sus negocios: distribución y comercialización (dentro y fuera del área de referencia), entre otros. Actualmente, el control de precios en distribución cubre la mayoría de las actividades, incluyendo la actividad de mantenimiento y operación de los medidores.

El OFFER introdujo un nuevo control de precios para IyG en 1995 y 1996, que requirió cortes en terminos reales de 11% a 17% en 1995/96 y 10% a 13% en 1996/97. A partir de esa fecha se requiere una disminución del 3% hasta el año 2000. También se incluyeron obligaciones que debían cumplir para facilitar la competencia y se les permitió obtener un cargo adicional que reflejaba los costos adicionales incurridos⁹.

c) Características de las PESs

Cada una de las PESs lleva a cabo principalmente, dos tipos de actividades: distribución y comercialización. También tienen actividades de generación como un negocio separado y otras actividades no reguladas¹⁰.

Cada PES es propietaria de las redes de distribución y los opera en su área de concesión. Esta actividad de distribución, capital intensiva, no está sujeta a competencia y sus cargos, como se mencionó, son regulados. Actualmente la distribución no es sólo el transporte de energía en baja tensión para llegar a los consumidores, también incluye otros servicios relacionados potencialmente competitivos, como ser: la operación de medidores¹¹ y la instalación de conexiones a la red. La primera de estas actividades está en proceso de separación, mientras que la segunda se encuentra en una etapa de consulta. Esto ilustra , en

⁹ El presente control de precios puede ser consultado en: “Condition 3” de las licencias de las PES para compañías de IyG.

¹⁰ Las licencias actúan como condicionantes para limitar el alcance de las actividades no reguladas, por ejemplo la venta de electrodomésticos.

¹¹ Consta de: propiedad, lectura, instalación y agregación de datos

cierta medida, la dificultad para encontrar el límite entre las actividades monopólicas y competitivas.

La comercialización es la parte del negocio responsable de la facturación, la cobranza y el mantenimiento de un registro de los consumidores. Su tarea básica es la compra de electricidad en el mercado mayorista y su entrega a los consumidores finales haciendo los arreglos que sean necesarios con las etapas de transporte y distribución.

En la Tabla II.1 se resumen algunas de las principales características de las redes de distribución regionales. Las primeras doce son las establecidas en IyG, las dos restantes son las PESs de Escocia.

Tabla II.1: Características de las áreas de distribución de las PESs – 1996/97						
PES	Area (km²)	Clientes (miles)	Extensión de la Red (km)	Líneas subterráneas (%)	Energía distribuida BT (GWh)	Energía distribuida AT (GWh)
Eastern	20,300	3,222	88,686	60	23,069	7,293
East Midlands	16,000	2,300	67,678	64	14,783	10,273
London	665	1,969	29,957	100	16,880	4,236
Manweb	12,200	1,371	44,901	52	9,138	4,251
Midlands	13,300	2,200	63,431	59	14,358	9,938
Northern	14,400	1,442	43,211	60	9,161	3,646
NORWEB	12,500	2,190	59,345	75	14,640	7,774
SEEBOARD	8,200	2,071	44,912	72	14,359	3,001
Southern	16,90	2,622	72,245	60	19,525	6,929
SWALEC	11,800	970	32,135	42	5,973	2,435
South Western	14,400	1,308	47,817	39	9,733	3,226
Yorkshire	10,700	2,060	54,644	71	12,841	8,148
ScottishPower	22,950	1,800	65,218	60	14,573	5,074
Hydro-Electric	54,390	640	44,669	31	6,311	1,304
Promedio	16,366	1,869	54,204	60	13,239	5,538

Nota: BT: Baja Tensión y AT: Alta Tensión
Fuente: OFFER (1998e)

Si bien hay muchas similitudes entre los sistemas que operan las PESs, hay algunas significativas diferencias. Las compañías varían en tamaño (ya sea tomando área servida, número de consumidores o energía facturada), en el grado de concentración de sus consumidores en áreas rurales o urbanas, o en la proporción de usuarios comerciales y residenciales, entre otras razones.

Las diferencias se pueden observar también en las facturas típicas que surgen de aplicar los precios regulados para cada una de las PESs (Tabla II.2).

Tabla II.2: Tarifa media típica para consumidores domésticos (1/04/1998)									
PES	Tarifa: "Standard Domestic"				Tarifa: "Domestic Economy 7"				
	Fijo (£/año)	Variable (p./Kwh)	Medio (p./kWh) (1)	Total (£/año) (1)	Fijo (£/año)	Variable diurna (p./kWh)	Variable nocturno (p./kWh)	Medio (p./kWh) (2)	Total (£/año) (2)
Eastern	25.48	6.47	7.24	239	37.96	6.70	2.74	5.12	338
East Midlands	33.72	6.38	7.39	244	50.40	6.58	2.45	5.09	336
London	44.16	6.12	7.45	246	55.84	6.67	2.49	5.24	346
Manweb	46.20	6.68	8.09	267	59.20	7.10	2.56	5.52	364
Midlands	29.68	6.40	7.30	241	42.84	6.95	2.71	5.29	349
Northern	43.72	6.86	8.18	270	54.64	7.19	2.42	5.41	357
NORWEB	34.32	6.41	7.45	246	47.40	6.94	2.46	5.21	344
SEEBOARD	0.00	7.26	7.26	240	0.00	7.74	2.66	4.97	328
Southern	37.56	6.22	7.36	243	48.20	6.93	2.35	5.12	341
SWALEC	44.00	7.26	8.61	284	55.36	7.56	2.89	5.85	386
South Western	34.20	6.88	7.91	261	46.40	7.54	2.67	5.59	369
Yorkshire	40.00	6.14	7.36	243	52.00	6.47	2.49	5.09	336
Scottish Power	40.44	6.75	7.97	263	60.88	7.2	2.99	5.83	385
Hydro-Electric	45.44	6.67	8.06	266	80.96	6.67	3.43	6.14	405
Promedio	35.64	6.61	7.70	254	49.43	7.02	2.67	5.39	356

Notas: Para calcular los cargos se asume para (1) "Standard domestic" un consumo anual de 3300 kWh y para (2) "Economy 7" un consumo anual de 3000 kWh durante el día y 3600 kWh durante la noche. P.:Pence.

Fuente: OFFER (1998e)

Para ambos tipos de tarifas, se observa una alta variabilidad en la composición de la factura típica entre cargos fijos y variables pero la dispersión disminuye significativamente cuando se toman las columnas de cargo total anual.

III. La naturaleza del negocio de las PES

La Tabla III.1 muestra las cuentas operativas agregadas de las PES desde 1990/91 a 1996/97. Cabe resaltar que como resultado de los "price caps" determinados al momento de la privatización, en el primer período tarifario las PES disminuyeron sustancialmente sus costos y consecuentemente vieron un sustancial incremento de sus beneficios.

La reestructuración del capital de las RECs tuvo lugar durante 1990/91, y por lo tanto sus cuentas muestran un relativamente bajo nivel de pago de dividendos e intereses¹². A partir de ese momento, el sustancial aumento en el flujo de fondos le ha permitido a estas empresas incrementar los dividendos y reducir en gran medida la deuda, lo que indujo a un menor pago de intereses. Hacia 1993/94 las PESs ya habían repagado la deuda y generado un flujo de fondos neto agregado de aproximadamente £500 millones.

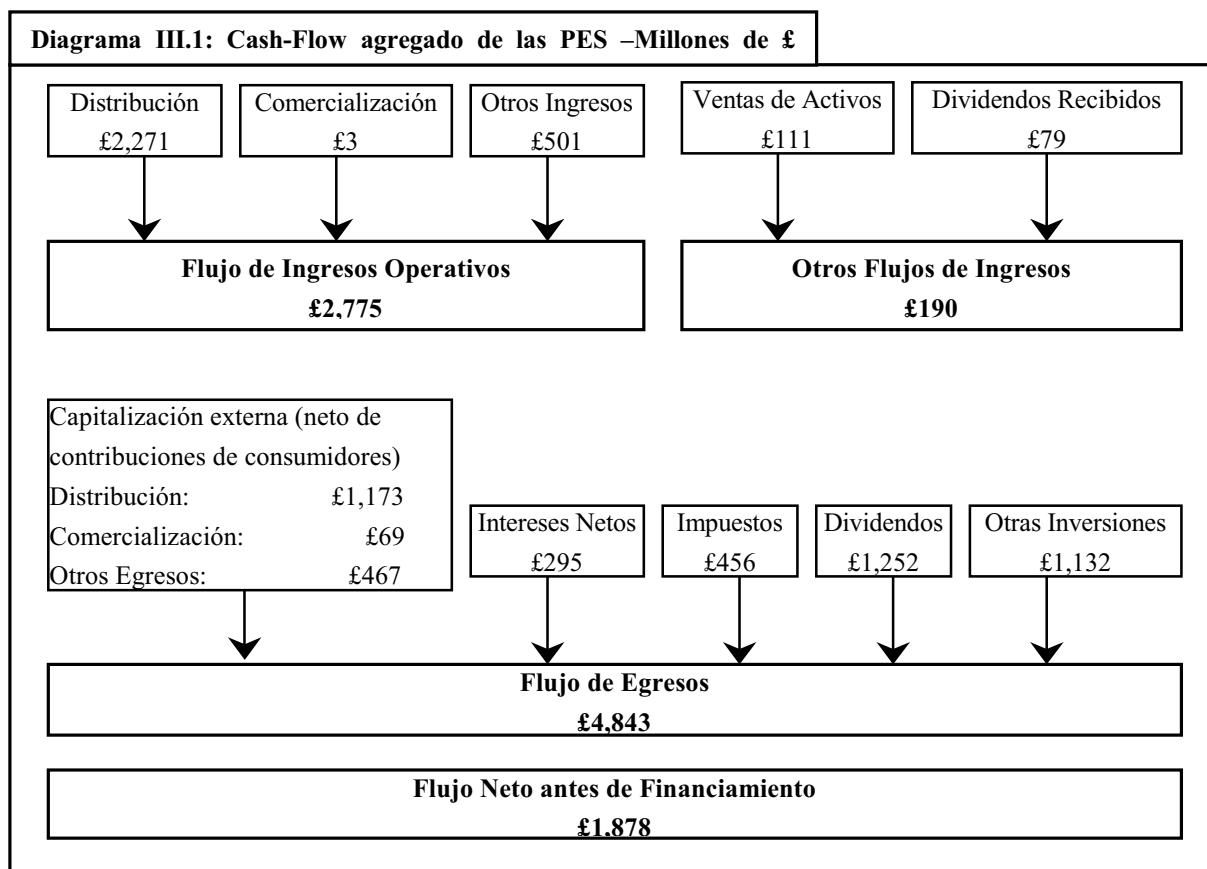
Tabla III.1: Beneficio agregado de las PES (Millones de £ a precios de 1996/97)							
PES TOTAL	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
Ventas	18,434	19,302	19,499	19,143	18,887	18,441	18,835
Costos Operativos	(16,861)	(17,119)	(17,156)	(16,735)	(16,100)	(16,173)	(16,182)
Beneficios Operativos	1,572	2,182	2,343	2,408	2,787	2,268	2,652
Otros Ingresos	166	178	184	197	9	126	57
Beneficios antes de Intereses	1,739	2,360	2,526	2,605	2,796	2,393	2,709
Intereses	(180)	(247)	(186)	(128)	(123)	(210)	(374)
Beneficios antes de Impuestos	1,559	2,114	2,341	2,477	2,674	2,184	2,335
Impuestos	(397)	(558)	(620)	(649)	(687)	(585)	(696)
Beneficios después de Impuestos	1,162	1,556	1,720	1,829	1,990	1,598	1,639
Dividendos	(274)	(566)	(626)	(708)	(1,190)	(2,383)	(1,383)
Beneficios retenidos	889	990	1,094	1,121	797	(785)	255

Fuente: OFFER (1998e)

Durante los primeros cinco años las RECs fueron protegidas de posibles “take-overs” por una regla denominada “golden share”. A medida que la fecha final de la protección se acercaba, los compradores visualizaron a estas empresas (con su altamente positivo cash-flow) como una buena base para garantizar créditos. Como resultado, en 1995/96 y 1996/97, cerca de £4 mil millones fueron destinados al pago de dividendos. Además el mayor nivel de deuda, condujo a un mayor pago de intereses: el nivel en 1996/97 fue tres veces el de 1994/95.

¹² Al momento de la privatización se había establecido una estructura inicial de capital que incluía alrededor de £3 mil millones de deuda neta.

En el Diagrama III.1 se presentan los resultados agregados del flujo de fondos de las



RECs de IyG. El flujo neto es de aproximadamente £ 1,900 millones para el año 1996/97.

El diagrama muestra que el flujo operativo del negocio de distribución fue la principal fuente de ingresos, mientras que los egresos más importantes correspondieron, en simiilar medida, a los gastos relativos a la actividad de distribución, a otras inversiones y al reparto de dividendos.

La separación contable exigida por el regulador ha permitido comparar los resultados de las PESs por tipo de actividad.

a) Distribución

En la Tabla III.2 se muestra que la ventas agregadas de las PESs generalmente crecen entre 1990/91 y 1994/95. Esto fue causado por incrementos en las ventas unitarias después de la privatización y por los niveles de ingreso permitidos con la regulación inicial.

PES Total	1990/1	1991/2	1992/3	1993/4	1994/5	1995/6	1996/7
Ventas (millones de £)	4,203	4,626	4,545	4,677	4,773	4,374	4,082
Costos Operativos (millones de £)	(2,774)	(2,702)	(2,653)	(2,790)	(2,706)	(2,642)	(2,327)
Beneficios Operativos (millones de £)	1,429	1,924	1,892	1,887	2,067	1,732	1,755
Beneficios operativos/Ventas (%)	34	42	42	40	43	40	43

Fuente: OFFER (1998e)

Afectados por los controles de precios del nuevo período tarifario la facturación cayó significativamente en 1995/96 y 1996/97. Los costos operativos agregados (incluyendo depreciación) cambiaron poco en los primeros años del período pero disminuyeron en 1996/97, también como consecuencia del endurecimiento en el control de precios. Los beneficios operativos fueron relativamente bajos en 1990/91 (34% de las ventas) pero se incrementaron hasta su pico en 1994/95 (43%) para luego caer en los dos períodos siguientes.

La Tabla III.3 presenta los beneficios operativos de las distribuidoras separadamente. La considerable variación entre los niveles de ventas, costos y beneficios reflejan la diversidad de factores específicos que afectan cada una de las regiones (ver Tabla II.1).

PES	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
Eastern	137	201	175	181	209	167	164
East Midlands	122	170	169	185	192	164	131
London	116	180	168	166	144	151	125
Manweb	69	121	112	99	121	80	112
Midlands	121	157	159	154	190	171	149
Northern	85	104	114	106	104	83	72
NORWEB	88	146	153	162	168	43	129
SEEBOARD	77	105	102	110	124	97	146
Southern	140	190	180	179	221	236	200
SWALEC	57	80	76	86	98	85	81
South Western	81	102	94	83	101	79	105
Yorkshire	128	154	151	147	183	169	126
ScottishPower	137	133	166	156	149	155	151
Hydro-Electric	71	80	74	72	64	52	64
Total	1,429	1,924	1,892	1,887	2,067	1,732	1,755

Fuente: OFFER (1998e)

A nivel agregado, los beneficios operativos de la actividad de distribución de las RECs se incrementaron alrededor de 41% desde 1990/91 hasta 1994/95 y luego cayó 11% en los dos años siguientes.

b) Comercialización

A continuación se presentan algunas cifras financieras sobre la parte de comercialización del negocio eléctrico. La Tabla III.4 muestra que al igual que el caso de distribución los beneficios operativos han crecido entre 1990/91 y 1994/95 para luego caer en los dos períodos siguientes¹³.

Tabla III.4: Beneficio operativo de las PESs (Comercialización) (Millones de £ a precios de 1996/97)							
PES Total	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
Ventas	16,608	17,254	17,357	16,908	16,287	15,698	14,961
Costos Operativos⁽¹⁾	(16,459)	(17,171)	(17,167)	(16,668)	(16,020)	(15,458)	(14,812)
Beneficio Operativo	149	83	190	240	267	240	149
Beneficio Operativo / Ventas (%)	0.9	0.5	1.1	1.4	1.6	1.5	1.0
Notas: (1) En 1995/96 las PES en IyG vendieron su participación en NGC. Las PESs trataron el ingreso y los costos de esta venta de diferente manera al preparar la contabilidad. A los efectos de mantener la consistencia, todos esos ingresos y costos han sido removidos de la tabla.							
Fuente: OFFER (1998e)							

En la Tabla III.5 se presenta separadamente el nivel de beneficios operativos para cada una de las PES separadamente. Se observa una considerable variación tanto entre las compañías como en las variaciones en el tiempo.

¹³ El período 1996/97 refleja provisiones de la empresa Yorkshire, de no haber sido por éstas, el beneficio operativo total

Tabla III.5: Beneficio operativo de las PES (Comercialización) (Millones de £ a precios de 1996/97)							
PES	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
Eastern	18	(11)	34	34	33	19	27
East Midlands	15	5	29	29	27	26	4
London	12	7	7	7	15	9	7
Manweb	5	(6)	8	30	15	11	20
Midlands	3	9	21	36	27	27	41
Northern	8	5	4	6	26	18	22
NORWEB	14	14	15	17	32	18	46
SEEBOARD	8	5	14	16	17	8	33
Southern	13	4	22	31	14	16	22
SWALEC	9	4	6	7	9	17	18
South Western	2	5	18	28	16	12	7
Yorkshire	17	10	12	15	23	31	(132)
ScottishPower	19	36	1	(17)	2	24	36
Hydro-Electric	8	(2)	(1)	1	12	1	(2)
Total	149	83	190	240	267	240	149

Fuente: OFFER (1998e)

Las pérdidas más importantes fueron enfrentadas por Yorkshire en 1996/97 debido a la consideración de provisiones de £125 millones por los contratos de compra de gas y electricidad..

La distribución y la oferta son partes de grandes corporaciones. En la mayoría de las RECs esos grupos dominan las actividades de distribución y comercialización. Sin embargo, por ejemplo, Eastern tiene importantes intereses en generación y las dos RECs escocesas han recientemente adquirido Manweb y Southern Water.

En la tabla III.6 se presenta un resumen de los beneficios operativos totales de las PESs, desagregados por tipo de actividad.

hubiera sido de 1.8% de la ventas.

PES Total	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
Distribución	1,429	1,924	1,892	1,887	2,067	1,732	1,755
Comercialización	149	83	190	240	267	240	149
Otras Actividades	(6)	175	261	282	453	296	748
Otras Activ. / Total (%)	(0.4)	8.0	11.1	11.7	16.3	13.1	28.1
Total	1,572	2,182	2,343	2,408	2,787	2,268	2,658
Fuente: OFFER (1998e)							

La tabla muestra que la participación de “Otras Actividades” ha aumentado considerablemente a lo largo del período.

Los beneficios operativos son mucho menores, tanto en términos absolutos como en proporción a las ventas, que en el segmento de distribución (comparar con Tabla III.2). Por ejemplo, en 1996/97 los beneficios fueron de de 149 millones (alrededor del 1% de las ventas) en comercialización mientras que en distribución alcanzaron 1755 millones (43% de las ventas).

IV. Antecedentes de desregulación en Comercialización

La desregulación del segmento de comercialización comenzó desde el mismo momento de la privatización, e inclusive ya había sido prevista por la “Electricity Act” que mencionaba la necesidad de tomar los recaudos para facilitar la introducción de la competencia. En el proceso se pueden observar tres etapas bien diferenciadas, las primeras dos relacionadas con las ventas a grandes usuarios, y la última a los pequeños consumidores comerciales y residenciales.

a) La desregulación de la venta mayorista de electricidad

En las primeras dos etapas se desreguló el comercio mayorista permitiendo el “by-pass” comercial por parte de los grandes clientes.

Desde el momento de la privatización, los consumidores con demanda máxima superior a 1MW podrían elegir libremente el proveedor y desde abril de 1994 también a los de demanda máxima por encima de 100 kW.

En el primer año que el mercado de más de 1MW de demanda fue liberalizado, las RECs perdieron 40% de sus volúmenes de ventas a ese segmento, y a partir de ese momento, sus participaciones en el mercado han disminuído continuamente. En 1996/97 el OFFER estimaba que las firmas con Licencias de Primera Categoría tendrían menos del 30% de la demanda en ese mercado.

Las RECs han retenido una mayor proporción de las conexiones en el mercado de más de 1 MW comprado de su REC local¹⁴. La mayoría de los consumidores que cambiaron de proveedor compraron de National Power o de PowerGen. Inicialmente esos generadores estaban restringidos al 15% del mercado en cada área pero la restricción fue relajada como consecuencia de la presión de los consumidores.

En la Tabla IV.1 se observan las participaciones de mercado de prestadores con licencias de primera o segunda categoría en IyG.

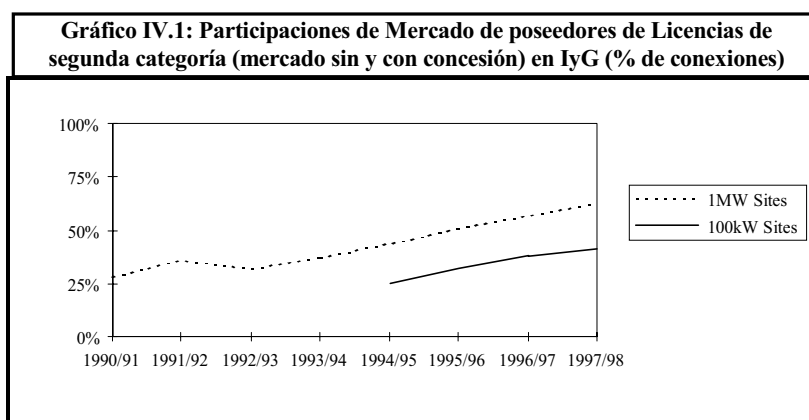
Tabla IV.1: Participaciones de mercado (segmento con y sin concesión) en IyG (% de conexiones)								
I. Mercado por encima 1MW (Grandes)								
Tipo de Licencia	1990/1	1991/2	1992/3	1993/4	1994/5	1995/6	1996/7	1997/8
Primera Categoría	72	64	68	63	56	49	43	37
REC Segunda categoría	4	10	12	19	23	26	29	33
Otros Segunda Categoría	24	26	20	18	21	25	28	30
II. Mercado entre 100kW - 1MW (Medianos)								
Primera Categoría					75	68	62	59
REC Segunda categoría					20	26	31	32
Otros Segunda Categoría					5	6	7	9
Nota: Otros Segunda Categoría incluye: National Power, PowerGen, Nuclear Electric, Magnox, Scottish Power, Hydro-Electric y Proveedores independientes.								
Fuente: OFFER (1998e)								

De la tabla surgen algunas observaciones. Primero el uso de proveedores de segunda categoría ha sido más extendido para grandes consumidores que para medianos. Segundo, la oferta de segunda categoría se desarrollo más rápido para el mercado de menor demanda máxima y resultó más amplia que en el mercado de 1MW durante los primeros cuatro años.

¹⁴ Aunque hay una amplia dispersión, por ejemplo: Yorkshire 3/5 y South Western Electricity menos de 1/5

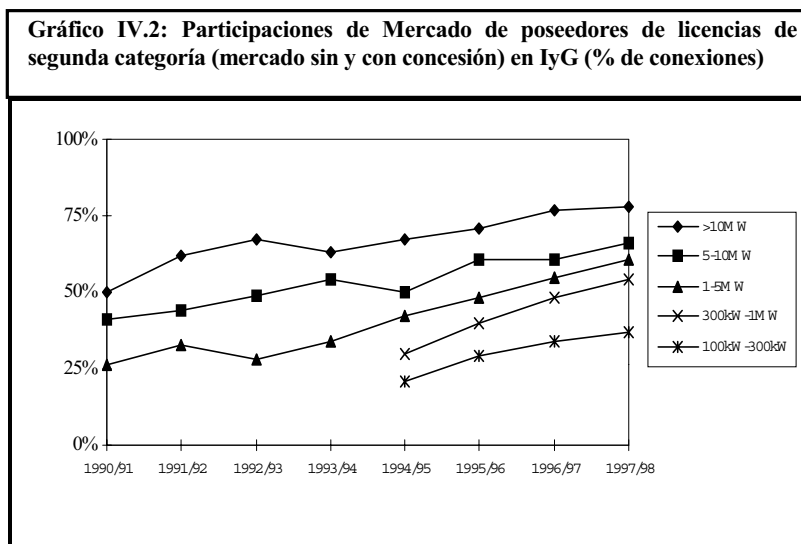
Tercero, los tenedores de licencias de segunda categoría han incrementado continuamente su participación en ambos mercados.

El Gráfico IV.1 también ilustra la evolución mostrando la participación de las conexiones por el total de compañías con Licencias de Segunda Categoría.



El tamaño del mercado competitivo se incrementó, en abril de 1994, cuando a los 50 mil consumidores con demandas entre 100 kW y 1 MW, la desregulación les dio la opción de cambiar de proveedor. Alrededor de 25% lo hicieron en el primer año y si bien se esperaba que la mitad de ellos cambiaran hacia 1996/97, alrededor de 35% lo hicieron.

El OFFER ofrece un mejor detalle de la evolución del número de proveedores con licencias “second-tier”, para sub-grupos en los siguientes rangos: 100-300 kW, 300 kW-1 MW, 1 MW-5 MW, 5 MW-10 MW y por encima de 10 MW que se puede observar en el Gráfico IV.2.



El negocio de licencias de segunda categoría ha sido más activo en el mercado de 100 kW-1 MW. La competencia ha sido efectiva aún entre las conexiones menores. Por ejemplo, para demandas por debajo de 300 kW 25 % habían comprado de un “second-tier” en 1995/96. Asimismo, los controles de precios para este segmento fueron levantados en 1994.

Si bien las RECs entraron al mercado con licencias de segunda categoría lentamente, a partir de 1993/94 ya habían provisto conjuntamente más de la mitad de las conexiones, lo cual muestra la importancia que adquirió esta parte del negocio.

El negocio de las RECs locales ha tenido mucha menor participación en las ventas que en las conexiones. Las conexiones mayores tienden a comprar directamente de generadores o de otras RECs.

En 1995/96 las conexiones de 1 MW que compraban de una REC tuvieron una demanda promedio de casi 10GWh, mientras que aquellas de otra fuente tuvieron una demanda algo superior a 30 GWh.

En la tabla IV.2 se presentan las participaciones del mercado en los dos segmentos mayoristas por nivel de energía vendida.

Compañía	Más 1MW		100kW a 1MW	
	1996/97	1997/98	1996/97	1997/98
National Power	17	13		
PowerGen	23	19		
Nuclear Electric		6		
Eastern	8	14	15	12
Yorkshire	8	7	12	9
London			12	10
Southern	5	7	9	12
Midlands				7
Northern			9	11
East Midlands			6	6
SEEBOARD			6	6
NORWEB	5	5		5
Otras PESs	20	18	18	8
Otras	14	11	13	14

Fuente: OFFER (1998a)

Sin embargo, se debe resaltar que la expansión del mercado en 1994 causó una serie de problemas que para Newbery (1997) podrían haber sido evitados. Este autor menciona que no hubo un único lugar donde los cambios pudieran ser debatidos, ni persona u organización responsable de implementarlos y que, además, muchas decisiones importantes no fueron tomadas con la debida anticipación para permitir testear y desarrollar los sistemas.

Por ejemplo, un consumidor que deseara cambiar de oferente necesitaría un nuevo medidor y un sistema de comunicación para transferir datos al “pool”¹⁵, pero en general no fueron instalados o si lo hicieron no fueron apropiadamente registrados.

Tomó más de un año resolver algunos de los problemas. Las causas de esto pudo responder a que las empresas retrasaron decisiones, el regulador insistió con cambios simultáneos y los operadores fallaron en la instalación de los medidores en tiempo y forma. Sin embargo, ninguna de la partes enfrentó penalidades y, como resultado, la industria recuperó los costos adicionales a través de un impuesto cobrado a los consumidores.

La abolición del “franchising” también trajo aparejado efectos sobre la competencia en generación. Los contratos de carbón acordados en 1993 tenían que expirar en 1998 y las RECs no podrían pasar a sus consumidores los precios del costoso carbón británico. A su vez, los operadores de centrales de ciclo combinado podían elegir, gracias al rápido desarrollo de un mercado spot de gas, entre ofertar electricidad o vender directamente el gas.

Debe resaltarse que la implementación de la desregulación para el mercado mayorista serían completamente inapropiados para los consumidores domésticos. Como ejemplo puede mencionarse el caso de la medición del consumo cada media hora que podría costar alrededor de £800 por año. Lo cual es tolerado para un promedio de facturación de £40 millones año pero que es dos o tres veces el promedio de la facturación doméstica.

b) El caso del Gas

El caso de gas presenta un buen ejemplo para mostrar como funcionó el “cream-skimming” y para observar el nivel de (cantidad) de consumidores que decidieron cambiar de proveedor.

¹⁵ Sistema de despacho

Para facilitar la competencia, se impuso una estricta separación del negocio de distribución (TRANSCO) y comercialización (BTG) de la compañía existente, que comúnmente se denominan “murallas chinas”. Pero esto condujo a un complejo sistema para cambiar de proveedor, y además un gran número de consumidores fueron mal identificados.

El proceso de la apertura fue introducida en cuatro etapas. La fase inicial fue puesta en marcha en abril de 1996, cuando alrededor de 500 mil consumidores en la región sudoeste de Inglaterra se les permitió elegir libremente proveedor. Luego, la competencia fue extendida a un millón y medio de consumidores de las regiones de Devon, Avon, Kent y Sussex (Febrero de 1997). En una tercera fase, lanzada en noviembre de 1997, se agregaron 2.5 millones de clientes residenciales del noreste de Inglaterra y de Escocia. Por último, entre febrero y mayo de 1998 se extendió al resto de los consumidores.

En el mercado residencial hay unos 25 proveedores con licencia. Los nuevos entrantes han sido en general compañías con reputación en la provisión de Gas o Electricidad.

Hacia junio de 1998, los nuevos entrantes tenían una participación de mercado de aproximadamente 25% en el sudoeste de Inglaterra, la primer región abierta a la competencia. Los entrantes en el resto de las regiones han alcanzado participaciones similares en períodos más cortos de tiempo.

Los nuevos proveedores han ofrecido sustanciales reducciones en los precios respecto a los precios de la compañía local. Las técnicas de venta han sido utilizadas para proveer a los consumidores con información, lo cual permitió a una amplia gama de consumidores cambiar de proveedor. Según un estudio de Ofgas (1998), los consumidores de mayor nivel socio económico se han cambiado de proveedor rápidamente, mientras que los de menores ingresos lo hacen en gran número posteriormente.

Cabe aclarar, que las circunstancias en Gas no son directamente comparables con las de la Electricidad. En particular, el nivel de los descuentos a ser ofrecidos en Electricidad será, probable y significativamente menor al observado en Gas. En la Tabla IV.3 se presentan los niveles de descuentos ofrecidos en la fase 2 de gas.

Tabla IV.3: Descuentos respecto a BGT ofrecidos por nuevos entrantes en la fase 2 de la apertura del mercado residencial de gas (%)				
Compañía	Tarifa estándar por nivel de consumo (1)			
	Grande	Pequeño	Mediano	Mediano con Debito Directo (2)
Amerada Hess	18	15	15	9
Beacon	14	22	17	12
British Fuel	21	18	18	15
Calortex	18	18	18	14
Eastern	20	20	20	20
London	14	13	14	11
MEB	20	19	20	16
Northern	22	19	21	21
Norweb	17	20	17	14
Scottish Power	17	14	16	21
Southern	20	17	19	15
SWEB Gas	20	17	19	17

Notas: (1) Gran consumo: 40,000 kWh/año, Mediano consumo: promedio de 25,000 kWh/año y pequeño consumo: 10,000 kWh/año. (2) Para un consumidor de BG hay un descuento del 7%.

Fuente: Waddams Price (1998)

Nueve proveedores entraron al mercado de comercialización. En la segunda etapa, habían entrado doce nuevas compañías de las cuales ocho eran RECs.

Consumidores de grandes cantidades de gas y aquellos pagando por debito directo, fueron los que en mayor número cambiaron de proveedor en ambas oleadas. Los consumidores que tenían medidores pre-pagos recién comenzaron a cambiar en una segunda ola¹⁷

Por otra parte, el regulador estuvo tratando de delimitar la definición del producto. Es decir, desagregando el bien gas propiamente dicho de otros variados servicios de valor agregado.

Con respecto a los precios, BGT los mantuvo dentro de los límites máximos impuestos, pero rebalanceó las tarifas considerablemente entre los consumidores prepagos y las otras dos categorías. El regulador siguió el principio de que los costos debían ser

recuperados de cada categoría de consumidores y que los costos no atribuibles deberían ser recuperados proporcionalmente, independientemente de las condiciones de demanda.

Pero esta regulación tuvo importantes consecuencias distributivas. BGT había bajado los precios de aquéllos que pagaban con débito directo. Al mismo tiempo, un creciente número de consumidores con problemas de deuda habían sido reasignados a medidores pre-pagos los cuales traen aparejado un mayor cargo.

Obviamente, estos consumidores de alto costo no son atractivos para los competidores y se vuelven monopolizados por el “incumbent”. De hecho, los nueve entrantes en Southwest sólo tres ofrecieron el servicio de medidores pre-pagos.

Teniendo en cuenta que los consumidores que no pagan con debito directo se encuentran entre los consumidores con menor poder adquisitivo. Y aquéllos que cambian de oferente es probable que estén dentro del grupo de propietarios de alto consumo y mayor ingreso, las consecuencias distributivas quedan claras. Sin embargo, esta tendencia fue cambiando en las sucesivas oleadas de consumidores que se movieron de proveedor.

Especialmente, luego de los cambios en las licencias promovidas por Ofgas, muchos pobres no tienen medidores prepagos y muchos usuarios de este sistema no son pobres (Green, 1999).

V. La desregulación de la comercialización minorista

El programa de introducción de competencia en el segmento con demandas inferiores a 100 kW permitió que un grupo inicial de PESs comenzara a abrir sus mercados en setiembre de 1998. En esta sección se presentan los principales aspectos considerados para llevar a cabo el programa de apertura del mercado.

a) Análisis Costo-Beneficio

El OFFER ha llevado a cabo una evaluación de los costos y beneficios de la reforma como paso previo a la pauta implementación de la desregulación. Green y Mc Daniel (1998) han examinado los resultados obtenidos por el regulador. A continuación se presenta dicha discusión que al mismo tiempo sirve como introducción de los principales aspectos que afectan la decisión de introducir competencia a nivel de usuarios residenciales.

En la Tabla V.1 se presenta la estimación hecha por el regulador de los costos de implementar y operar el nuevo sistema de comercialización y los beneficios derivados.

Tabla V.1: Estimaciones de los costos y beneficios de la apertura de 1998		
I. Beneficios	OFFER	Green-McDaniel
Compras más eficientes	300	300
Menores costos de generación: <i>franchise</i>	100/200	100/200
Menores costos de generación: <i>non-franchise</i>	100/200	100/200
Adicional excedente del consumidor	100	5
Nuevos servicios	?	?
Total	600/800	500/700
II. Costos	Mínima	Máxima
Costos de lanzamiento	150	517
Costos operativos	22.5	83.1
Fuente: Green y Mc Daniel (1998)		

En principio, parece haber acuerdo entre los especialistas en términos que la reforma sería beneficiosa, pero no en cuanto a la magnitud de los beneficios netos.

i) Costos de extender la competencia

El costo de introducir competencia podría ser de varios cientos de millones de libras, pero existe incertidumbre sobre cuántos consumidores tomarán la ventaja de cambiar de proveedor.

Este aspecto es el de mayor relevancia al momento de decidir un cambio de esta naturaleza. En primer lugar no es posible extender los resultados obtenidos en las anteriores desregulaciones de los mercados de grandes consumidores y además, como se mencionó anteriormente, resultaría imposible aplicar un sistema de medición del consumo similar para todos los pequeños consumidores.

La principal fuente de los costos es la que corresponde a la introducción del nuevo sistema de lectura de medidores y agregación de datos (y su posterior operación), básicamente

costos de Información y Tecnología¹⁶. Las estimaciones de máxima corresponden a las cifras reportadas por las empresas mientras que las de mínima es la estimación del OFFER.

Sería necesario un nuevo sistema que no implique una lectura real de los medidores cada media hora. Para ello se consideró la posibilidad de aplicar estimaciones de consumo calculadas por medio de perfiles de consumo¹⁷.

ii) Beneficios de la competencia

Se identifican tres tipos de beneficios derivados directamente de la introducción de competencia en el sector eléctrico. Primero, la reducción de los costos de la industria. Segundo, la caída de los márgenes de rentabilidad de las empresas y, como consecuencia, un menor precio final. Y tercero, una mejora en la calidad del servicio. Y un beneficio adicional derivado de la interacción con la apertura en la comercialización del gas que, en principio, parece ser de vital importancia.

Puede haber beneficiosos nichos tales como los grandes consumidores y quienes pagan con debito directo (menores costos de administración).

Para visualizar mejor la importancia de los costos de comercialización, en la Tabla V.2 se presenta una estimación de la composición de los costos incluidos en una factura típica de un consumidor de cada segmento de demanda, desagregado por tipo de estructura de mercado.

Tabla V.2 : Composición de Costos a consumidores finales				
	0-100kW	100kW-1MW	más de 1MW	Total
Segmento potencialmente competitivo				
Generación	58	66	77	65
Comercialización	8	4	1	5
Subtotal	66	70	78	70
Segmento monopólico				
Transmisión	5	6	5	5
Distribución	29	24	17	25
Subtotal	34	30	22	30
Fuente: Parker (1996)				

¹⁶ Aunque el regulador determinó que gran parte de los declarados por las empresas no correspondían al proceso de liberalización y por lo tanto se permitió que fueran trasladados a tarifas.

¹⁷ El "Pool" es el responsable de organizar los perfiles, mientras que las RECs son responsables de brindar los datos.

Para los consumidores residenciales, alrededor de un tercio de la facturación residencial (antes de IVA e impuesto al combustible) está conformada por cargos de transmisión y distribución (que son comunes a todos los proveedores). Los costos de generación explican aproximadamente el 90% restante (los contratos dependen de los precios spot). Los propios costos y ganancias de los oferentes (junto con impuestos) promedian algo así como £20 por año y por consumidor.

Según Green y Mc.Daniel, sólo unos pocos consumidores obtendrían un ahorro anual de unos £15. Sin embargo, parece ser que los descuentos ofrecidos están resultando significativamente superiores. Estos autores también sugerían que parecía poco probable que una gran proporción cambie de proveedor en respuesta a tan pequeña transformación (en el mejor de los casos 5% de la facturación). A pesar de esto, los movimientos efectivizados en los primeros meses de la implementación parecen mostrar todo lo contrario.

También se mencionaba que los costos de transacción derivados de cambiar de proveedor y la inercia, podría significar que la mayoría de los consumidores permanecerían con su REC local. Además, necesitarían ser protegidos en contra del significativo aumento de precios que sería beneficioso para el no regulado mix de precios que podría imponer la compañía existente. En la medida que el número de clientes que cambia de proveedor crece, este problema va perdiendo importancia, sin embargo, todavía no es posible evaluar estos aspectos porque el proceso está en sus inicios y no hay información desagregada por tipo de consumidor.

b) Implementación

Más allá de la discusión sobre los niveles de beneficios que la sociedad obtendría, se tomó la decisión de seguir adelante con la implementación del proceso de introducción de competencia. Al mismo tiempo que se comenzó a implementar la desregulación en el segmento de demandas de 100kW a 1MW se lanzó una serie de consultas para producir una amplia apertura del mercado a nivel de consumo residencial hacia mediados de 1998 (OFFER, 1995a y 1995b).

En setiembre de 1995, el OFFER delegó en una empresa privada¹⁸, el manejo de la implementación del programa OPM (“Overall Programme Manager”). El OPM es el

¹⁸ PA Consulting Group

encargado de coordinar el programa y asegurar la compatibilidad de todos los elementos y su puesta en marcha de acuerdo a un calendario predeterminado.

Los más importantes elementos, y los organismos o empresas a cargo de cada uno de ellos, fueron:

- El OFFER debería adecuar las licencias de las PESs y otros proveedores para agregar nuevas obligaciones derivadas de la reforma, especialmente con relación a la protección de derechos de los consumidores.
- El “Pool” debía acordar los cambios necesarios en los sistemas de transacciones, en especial las transacciones fuera del pool, y adecuar los contratos y los sistemas de computación a tales efectos.
- Las PESs deberían proveer los servicios necesarios para que los consumidores tengan la posibilidad de cambiar de proveedor. Básicamente estos servicios incluyen, el registro de los clientes y la lectura y recolección de datos de los medidores. Cabe aclarar que este servicio debería ser estándar y requirió gran esfuerzo de compatibilización de los sistemas¹⁹.

Para realizar esta tarea el OPM también estableció el CIDA (“Central Integration and Design Authority”) para coordinar el diseño y la integración de los sistemas administrativos del plan y proceder a su testeado como etapa final.

Estas tareas demandaron exactamente tres años, incluyendo un retraso en el calendario original de la apertura del mercado de 5 meses. Cada uno de estos aspectos fue cuidadosamente discutido entre los encargados directos de llevar a adelante las modificaciones y el OPM.

La modificación de las licencias incluyó aspectos de protección al consumidor como la eliminación de penalidades por rescisión de contratos por parte de los consumidores, obligación de suministro, la provisión de información anual sobre distintos aspectos del servicio, y el papel de las organizaciones de consumidores, entre otros. También se establecieron criterios de distribución de información entre la distribuidora local y las comercializadoras para evitar cualquier tipo de discriminación, en especial con los cargos por uso del sistema (OFFER, 1997b)

El principal problema que enfrentaba el sistema de despacho era la asignación del consumo a cada uno de los segmentos horarios para los que se determinaba el precio “spot”. Dada la imposibilidad económica de utilizar medidores para los consumidores residenciales,

¹⁹ Aunque en Escocia no hay “Pool”, los mismos requerimientos han recaído sobre las dos PESs de Escocia

un importante aspecto de la implementación fue la utilización de los perfiles de consumos para asignar la demanda de cada PESs en intervalos de treinta minutos. A tal efecto el “Pool” comisionó en 1995 la construcción de un “modelo dinámico” para simular la operación de una determinada región con el uso de perfiles y además tratar de determinar un número de perfiles óptimo.

El cálculo definitivo fue realizado por el “Load Research Group” de la “Electricity Association”. Fueron determinados un conjunto de ocho perfiles de demanda que actualmente se usan para esta tarea. Cada perfil muestra el consumo típico para un grupo de consumidores, y el consumo total se asigna a cada media hora desde la última lectura del medidor en las proporciones dadas por el correspondiente perfil²⁰.

Recuadro V.1: Perfiles de Consumo (Allera y Horsburgh, 1998)

Definición:

Un perfil de consumo es un patrón de demanda de electricidad para un consumidor o grupo de consumidores durante un determinado período de tiempo. En UK es determinada cada media hora.

Criterios de especificación:

- Cada perfil debe representar un relativamente homogéneo número de consumidores
- Cada perfil debe ser claramente diferente de los otros
- Facilidad de asignación de la población a los perfiles
- Alto grado de cobertura de la población
- Pequeño número de perfiles

Requerimientos de aplicación:

- Actualización y adecuación anual de los perfiles
- Aplicación regional
- Facilidad de cálculo
- Tener en cuenta la dispersión horaria de la tarifa “Economy 7”
- Notificación anticipada a los proveedores
- Los perfiles deberían ser provistos independientemente de las RECs

Clasificación final:

Fueron seleccionados ocho tipos diferentes:

- Dos perfiles para tarifas domésticas: con un cargo (“Standard”) y con dos cargos (“Economy 7”)
- Seis perfiles no domésticos: sin restricciones, “economy 7” sin demanda máxima, 4 perfiles para consumidores con demanda máxima (divididos de acuerdo al factor de demanda: 20%, 20-30%, 30-40% y más de 40%).

²⁰ Una discusión sobre la derivación de los perfiles, su adecuación y las principales fuentes de error de los mismos puede ser consultada en Allera y Horsburgh (1998).

Sin embargo, la principal desventaja de este sistema es que no permite incentivar a la gente para que modifique su consumo fuera de los picos, a través de los precios horarios.

La competencia fue introducida primero en distintas regiones durante un periodo de 6 meses con la posibilidad de suspender el proceso en caso de aparición de problemas. Este programa consistió de tres etapas dentro de cada región e implicó que todas las PES se abrieran a la competencia hacia junio de 1999.

La primer etapa incluyó a la mitad de los consumidores que ya contaban con medidores individuales y un 10% de los restantes consumidores. La segunda etapa, unas 13 semanas después, agregó a todos los consumidores no-residenciales. La etapa final permitió la elección de proveedor a los restantes consumidores residenciales.

Además, se reglamentó que ninguna REC pudiera competir fuera de su área hasta que sus propios consumidores sean abiertos a la competencia y también se sugirió que los consumidores deberían ser compensados en caso de retraso en el programa establecido. Esto daría ventajas de “primera movida” a aquellas empresas ubicadas en las zonas donde se inició el proceso de apertura. Aunque, al mismo tiempo, también le generaría mayores costos a esas PESs, y por lo tanto se tuvieron en cuenta los costos en el control de precios y no se permitió a las RECs locales que ofrecieran nuevas condiciones a los consumidores de su zona hasta tanto no se abrieran todas las regiones (OFFER, 1997a).

Como salvaguarda a los pequeños consumidores, domésticos y comerciales pequeños, se ha impuesto un precio máximo para los dos primeros años posteriores a la apertura, a cuyo final, en función de los resultados observados, será considerada la necesidad de seguir o no con el control de precios. Sin embargo se estima que algunas cuestiones deberán ser consideradas a los efectos de una posible extensión del control de precios porque se prevé que para esa fecha todavía no habrá suficiente experiencia como para evaluar los resultados de la desregulación.

La implementación definitiva se lanzó en primer lugar en las regiones correspondientes a Eastern Electricity, Manweb, ScottishPower y Yorkshire Electricity, el 14 de setiembre de 1998. El 28 de octubre, se agregaron las áreas de Midlands Electricity y SEEBOARD y en Noviembre de 1998, Northern Electric y Scottish Hydro-Electric. Este proceso continuó hasta Enero de 1999, cuando todas las áreas ya habían comenzado, al menos, la primer fase de la apertura.

A marzo de 1999, casi 800 mil consumidores ya habían efectivamente cambiado de proveedor²¹ y una gran cantidad había iniciado los trámites. Esto puede considerarse un importante número si se tiene en cuenta el poco tiempo transcurrido y si se aplica la lógica que surge de las experiencias anteriores en Gas y la desregulación mayorista, donde la primer ola de cambios no resultó tan significativa.

Se debe comentar aquí, que el regulador tuvo que intervenir para introducir modificaciones en las licencias de las PESs, incluyendo algunas condiciones sobre marketing. Esto fue causado por un creciente número de quejas recibidas por parte de los consumidores cuando las PESs entraron a competir en el mercado de Gas.

Como parte de los pasos a seguir figura en la agenda del regulador la separación, ya no sólo contable, de la comercialización y la distribución. De hecho, se ha enviado la consulta a los agentes para que presenten propuestas al respecto, algunas de las cuales fueron elaboradas y actualmente están en proceso de análisis (OFFER, 1998c).

c) Extensión de la competencia a otras actividades de las distribuidoras

El segmento de distribución comprende actividades que al presente son en gran parte monopólicas. En otras, como la operación y lectura de medidores²² y la provisión de nuevas conexiones, hay potencial lugar para la competencia. En este contexto, la regulación de precios no sólo tiene una función de protección a los consumidores y de estímulo de la eficiencia, sino que también comprende la introducción de competencia en aquellas actividades potencialmente competitivas.

En febrero de 1998, el OFFER lanza una nueva consulta para estudiar estos aspectos. Entre los principales puntos en consideración se pueden resaltar:

- El mantenimiento de la actual forma de RPI-X o una sustitución por algún tipo de alternativa metodológica de “error-corrección”.
- Los niveles de costos operativos y de capital requeridos para mantenimiento y operación de las redes de distribución y alternativas económicas para mejorar la calidad.
- Definición de la tasa que se debería usar para remunerar el capital y determinación de los niveles de ingreso adecuados para las compañías.

²¹ Sobre un total de 20 millones de clientes, alrededor de 4%.

²² Las actividades relacionadas con los medidores forman parte de la distribución y no de la comercialización, si bien es un insumo vital de esta última.

- Consideraciones relacionadas con el uso eficiente de la energía y, en especial, con el incentivo a reducir pérdidas de las RECs.
- Promoción de la competencia tanto en los servicios de medición como de conexiones.

i) Medidores

La introducción de competencia en este segmento (formado por la instalación, administración de los “puntos de contacto”, operación y lectura, y agregación de datos) no es un tema nuevo y forma parte de la evolución de la industria. En 1990, la medición horaria era provista a través del “Pool” por las PESs locales. En 1992 se permitió a todos los consumidores la instalación privada de sus propios medidores. Desde 1994, fue introducida la competencia en la provisión de equipamiento de medición. Además de las propias PESs un número de operadores independientes ya ha entrado al mercado y la empresa UKDCS se encarga de recolectar los datos para el “Pool”. A partir de 1998, se acordó que el proveedor debería tener responsabilidad en asegurar la disponibilidad del operador de los medidores y de la recolección de datos.

Según las respuestas de los agentes a la consulta del OFFER sobre separación de negocios, la mayoría ha hecho notar que si es correctamente implementada, mayor separación limitaría los subsidios cruzados, ayudaría a la competencia y proveería beneficio adicional a los consumidores.

Con el objetivo de la desagregación de esta actividad, en la última regulación de precios el OFFER separó el componente de servicio de medidores²³, pero determinó que las PESs todavía podían mantener el monopolio de estos servicios para los consumidores que no son medidos cada media hora, hasta el año 2000. Aunque en mayo de 1997, confirmó que la operación y lectura de medidores, y la agregación de datos debería ser abierta a competencia a partir de abril del 2000 y que la administración sería mantenida por las RECs.

Esta reforma tiene significativas implicancias para el control de precios de distribución a partir del 2000. En primer lugar, la transferencia de actividades deberá estar reflejada en las proyecciones de costos. Segundo, los principios de tarificación deberán ser revisados y los cargos por servicios de medidores identificados separadamente. En tercer lugar, se deberá tener en cuenta que al principio este servicio no será totalmente competitivo lo cual traería aparejado algún tipo de control temporario.

²³ Los cálculos estuvieron basados en la proporción que las compañías asignaban a estos servicios.

ii) Conexiones

Al presente, los cargos por conexiones no son considerados separadamente y las PESs han manifestado la dificultad de estimar el número y la escala de las nuevas conexiones. Desde abril de 1995, se ha acordado con las PESs la posibilidad de que contratistas independientes realicen las conexiones.

Hay dos tipos de tareas relativas a esta actividad. La primera llamada “no-contestable” necesita ser llevada a cabo por la REC e incluye tanto el diseño y especificación técnica de la conexión como el monitoreo. La segunda tarea, “constestable”, abarca los materiales y la construcción de la infraestructura puede ser contratada por el consumidor y aprobada por la REC²⁴.

Ha habido quejas por parte de los consumidores con respecto al sistema de aprobación. Todavía el OFFER no ha tomado ninguna determinación al respecto pero si ha realizado formalmente una primera consulta pública en marzo de 1999, para tratar temas como:

- Entrega de información, técnica y de precios, a los consumidores para que puedan comparar con los cargos de conexiones realizadas por terceros.
- La realización justificada de trabajos en el segmento “no-contestable” y la correcta delimitación con la parte “contestable” de la actividad.
- La eficacia del sistema de aprobación de trabajo de terceros por parte de la distribuidora del área.
- La existencia de presiones por parte de las RECs sobre los contratistas

La elección de los temas de estudio marca claramente que el tipo de problemas en este caso resultan un poco más complicados de resolver, principalmente, por aspectos de información asimétrica que se ven acentuados por una difícil delimitación de la actividad monopólica de la potencialmente competitiva.

d) Competencia y Distribución del Ingreso: El caso de los medidores pre-pagos

Aunque desde comienzos del nuevo sistema eléctrico ha habido reducciones en los precios promedio de la electricidad para todos los grupos de consumidores²⁵, en el “Green

²⁴ Algunas PES exigen su propia aprobación, otras, en cambio, sólo exigen el registro en esquemas de evaluación existentes en el sector público.

²⁵ En ese período, los consumidores domésticos han observado una reducción de alrededor del 20%

Paper” (Department of Trade and Industry, 1998) se presta especial atención a las implicancias de la liberalización para ciertos grupos de consumidores, en especial los de bajos ingresos (OFFER, 1998d).

El interés está centrado en aquellos consumidores que utilizan medidores “pre-pagos” (PPM por “Prepayment Meters”). El número de este tipo de consumidores se ha duplicado desde la privatización, y actualmente alrededor de 15% de los consumidores residenciales son provistos sobre esta base (unos 3.8 millones de clientes)²⁶.

PPMs son elegidos por los consumidores para evitar el pago de depósitos de seguridad o de administración del dinero. Los PPM también pueden ser calibrados para recuperar deudas anteriores de los consumidores. Información recogida por las PESs indica que la proporción de consumidores PPM que están repagando deuda varía por compañía: de un 5% en el caso de London y Southern, a casi 30% en Yorkshire.

Con este sistema de pago los consumidores tienen cargos mayores por la electricidad que los que lo hacen por otros métodos. Al presente, el monto es de £15 por consumidor año (comparado a una tarifa trimestral doméstica típica). Sin embargo, hay una gran dispersión entre las PES, yendo de £9.5 en Midlands a £26 en SWALEC²⁷.

Los nuevos controles de precios han tenido en cuenta este problema y se ha regulado que los consumidores PPM obtengan la misma reducción de precios que aquellos consumidores integrados al sistema tradicional.

Hay que notar que ha habido una tendencia a correlacionar los consumidores PPM con aquéllos de menores ingresos aunque sólo el 50% de los clientes PPM son considerados de bajos ingresos. Asimismo, en el caso del Gas, MORI Research (Ofgas, 1998) ha encontrado que sólo la mitad de los consumidores de bajos ingresos tienen PPMs, y que 82% están muy satisfechos con los acuerdos logrados con este sistema.

En la Tabla V.3 se presentan los niveles de cargos adicionales de los PPM a partir de abril de 1998, para un consumidor con una demanda típica de 3300 kWh por año, comparada con un consumidor residencial estándar.

²⁶ En el mercado de Gas la proporción es bastante menor, alrededor de 5%.

²⁷ Los organismos de defensa del consumidor se han quejado al respecto, argumentando que los sobrecargos deberían ser reducidos o removidos porque no reflejan adecuadamente los costos adicionales.

Tabla V.3: Cargos por PPM para consumidores domésticos (1/04/98)				
PES	Cargo Básico adicional (£ por año)	Tasa unitaria de descuento (p/kwh)	Valor aual de la tasa unitaria de descuento (£) (1)	Cargo neto adicional por PPM (£ por año) (1)
Eastern	11.96	0.00	0.00	11.96
East Midlands	21.20	0.00	0.00	21.20
London	17.89	0.22	7.26	10.63
Manweb	21.20	0.10	3.30	17.90
Midlands	9.48	0.00	0.00	9.48
Northern	21.88	0.20	6.60	15.28
NORWEB	23.42	0.22	7.26	16.16
SEEBOARD⁽²⁾	13.50	0.08	2.64	10.86
Southern	18.00	0.09	2.97	15.03
SWALEC	29.52	0.11	3.63	25.89
South Western	16.00	0.15	4.95	11.05
Yorkshire	23.60	0.00	0.00	23.60
ScottishPower	16.22	0.00	0.00	16.22
Hydro Electric	0.00	0.13	4.40	-4.40
Promedio	17.42	0.09	3.07	14.35

Notas: (1) Calculado asumiendo un consumo anual de 3300 kWh., (2) El sobrecargo por PPM de SEEBOARD incluye un descuento de £1 por trimestre, (3) cuarta columna = primera columna menos tercera columna.

Fuente: OFFER (1997).

Los costos adicionales son justificados por las compañías a través de dos aspectos. Por una lado, sobre la base de que ellas incurren en los costos de compra, instalación y mantenimiento de los PPMs (enfaticando que son más caros, tienen menor vida útil y menos confiabilidad). Por otro lado, los menores costos en el manejo del dinero son compensados por un más seguro sistema de pago.

El OFFER examinará este problema en el futuro teniendo en cuenta los siguientes aspectos. Primero, la posibilidad de desarrollar un sistema de PPMs más simple, confiable y de menor costo. Segundo, los beneficios para las PESs de recibir pagos anticipados y la reducción de sus costos de recuperación de deuda. Tercero, la extensión de la competencia a la provisión de servicios de PPM. Por último, el análisis de alternativas a este sistema.

Para permitir a los consumidores PPM beneficiarse de la competencia, se han hecho arreglos para que los poseedores de licencias “second-tier” puedan acceder a la infraestructura PPM operada por las RECs.

VI. Resumen y Conclusiones

En este informe se ha presentado una sucinta descripción de la implementación del programa de desregulación de la comercialización de electricidad en Gran Bretaña. Esta política demandó un gran esfuerzo de organización por parte no sólo del regulador sino de las empresas distribuidoras que participaron activamente a través de las respuestas a las consultas lanzadas periódicamente por el OFFER.

La implementación puede ser dividida en varias fases. La primera fase, decisoria, tuvo que ver con la decisión de las autoridades de llevar a cabo los cambios a partir de una positiva valoración de los beneficios sociales que se derivaría de la introducción de competencia, contrapesados con los costos de desarrollo que supondría introducirla y operativos que resultarían de la modificación del sistema. La segunda fase, de transición, es la que incluye tanto las reformas técnicas, por ejemplo nuevos sistemas de operación, como las regulatorias entre las que se pueden mencionar la separación contable (y hasta incluso legal) de las distribuidoras o el cambio en el criterio de control de precios. La tercera fase, de implementación, consistió en el chequeo de los nuevos cambios y en la definitiva aplicación programada de los cambios en las distintas regiones. Por último, quedaría una cuarta fase, de evaluación final, que podrá recién ser llevada a cabo una vez que las empresas y los consumidores asimilen los cambios y se produzca la maduración del nuevo mercado.

Los efectos de una política de apertura de este tipo se pueden agrupar, en principio, de acuerdo a dos aspectos, por un lado aquéllos que afectan en forma directa el funcionamiento del sector y por otro lado los que inciden sobre los niveles de bienestar –de los distintos estratos sociales- de la población.

Para ello, se debe tener en cuenta una pormenorizada evaluación costo-beneficio que englobe los dos aspectos antes mencionados. En el caso británico este tipo de evaluación se llevó a cabo como paso previo a la definitiva decisión de introducir la competencia. Sin embargo, como parece lógico en un experimento de este tipo, la evaluación fue sólo parcial ya

que algunas cuestiones no fueron previstas y se las tuvo que solucionar sobre la marcha de los acontecimientos.

Entre los aspectos que modifican el funcionamiento del sistema se encuentran los técnicos que cambian el sistema de despacho como es el caso de los nuevos sistemas informáticos, económicos que modifican la formación de precios y en especial la forma de los contratos entre los agentes y regulatorios derivados de cambios en la conformación de los mercados como por ejemplo la necesidad de coordinar las regulaciones en Gas y Electricidad.

El cambio en los productos que se ofrecen a los consumidores, desde que se produjo la desregulación, ilustra este aspecto. Las empresas ya no ofrecen electricidad como un producto aislado sino que ofrecen a los consumidores paquetes que la incluyen, por ejemplo Electricidad más Gas y/o algún tipo de servicio relacionado. Esta transformación del producto es una de las causas que han provocado que los descuentos observados luego de la apertura resultaran en precios mucho menores que los inicialmente previstos por los especialistas.

En cuanto al impacto sobre los niveles de bienestar, parecería que como consecuencia de la reducción de precios los resultados son beneficiosos para la mayor parte de los consumidores, aunque quedaría por evaluar si la calidad de servicio mantiene, al menos, los niveles previos a la reforma.

Sin embargo, como se mencionó en el reporte, existe la posibilidad de hacer “cream-skimming” de los consumidores más valiosos y, como consecuencia, algunos tipos de consumidores pueden quedar cautivos de las distribuidoras “first-tier” o “incumbent”. Por lo tanto, en este caso el regulador debería tener mucho cuidado porque la eliminación de subsidios cruzados a causa de la competencia podría provocar que parte de los consumidores (en general aquellos de menores ingresos o con altos niveles de deuda) pasasen a formar parte del grupo de perdedores por la reforma, y esto podría ser políticamente inadmisibles.

Algunos autores también mencionan que a algunos tipos de consumidores los costos de transacción implicados podrían ser mayores que los beneficios que les reportaría la reforma, pero, de nuevo, esto es muy difícil de evaluar a una tan temprana etapa e inclusive podría ocurrir que esos consumidores resulten beneficiados indirectamente por las rebajas ofrecidas para captar a aquéllos que optan por cambiar de proveedor, dada la imposibilidad de discriminar dentro de cada clasificación tarifaria.

Referencias:

- Allera, S.V. y A.G. Horsburgh (1998): "Load Profiling for Energy Trading and Settlements in the UK Electricity Markets". Artículo presentado en: DistribuTECH Europe DA/DSM Conference, 27 al 29 de Octubre de 1998. Londres
- Armstrong, M., S. Cowan y J. Vickers (1994): *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. Cambridge, Mass.: MIT Press
- Department of Trade and Industry (1998): *A Fair Deal for Consumers: Modernising the Framework for Utility Regulation*. Cm. 3898, London: Stationary Office
- Green, R. y T. McDaniel (1998): "Competition in Electricity Supply: Will '1998' Be Worth It?". *Fiscal Studies*, Vol 19 No 3, pp. 273-293
- Green, R. y D. Newbery (1997): "The Electricity Industry in England and Wales" en D. Helm y T. Jenkinson (eds.): *Competition in Regulated Industries*, Oxford University Press
- MacKerron, G. e I. Boira-Segarra (1996): "Regulation" en J. Surrey (Ed.): *The British Experiment. Privatization: the Record, the Issues, the Lessons*. London: Earthscan Publications Limited
- Newbery, D. y M. Pollit (1997): "The Restructuring and Privatisation of Britain's CEBG: Was it Worth it?". *Journal of Industrial Economics*, Vol 45, pp. 269-303
- Ofgas (1998): "Gas Competition Review: December 1997" A research study conducted by MORI for Ofgas". Marzo, Londres: Office of Gas Regulation
- OFFER (1995a): "The Competitive Electricity Market From 1998". Enero, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1995b): "The Competitive Electricity Market From 1998: Customer Protection, Competition and Regulation". Noviembre, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1997a): "The Competitive Electricity Market From 1998: Opening the Market". Mayo, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1997b): "The Competitive Electricity Market From 1998: Overview of Draft Electricity Supply Licences". Agosto, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1997c): "The Competitive Electricity Market From 1998: Price Restraints Fifth Consultation". Agosto, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1997d): "The Competitive Electricity Market From 1998: Price Restraints Proposals". Octubre, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1998a): "Review of Electricity Trading Arrangements: Background Paper 1". Febrero, 1998. Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1998b): "The Competitive Electricity Market From 1998. Marketing Electricity: A Decision Document". Mayo, Birmingham: Office of Electricity Regulation

- OFFER (1998c): “Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000: Separation of Businesses Consultation Paper”. Mayo, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1998d): “The Social Dimension: Action Plan. OFFER and Ofgas Proposals”. Junio, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- OFFER (1998e): “Reviews of Public Electricity Suppliers 1998 to 2000: Price Controls and Competition, Consultation Paper”. Julio, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- PA Consulting Group (1998): “Review of the 1998 Programme: Report to the Director General of Electricity Supply”. Enero, Birmingham: Office of Electricity Regulation
- Parker, M. (1996): “Competition: the Continuing Issues” en J. Surrey (Ed.): *The British Experiment. Privatization: the Record, the Issues, the Lessons*. London: Earthscan Publications Limited
- Thomas, S. (1996): “The Development of Competition” en J. Surrey (Ed.): *The British Experiment. Privatization: the Record, the Issues, the Lessons*. London: Earthscan Publications Limited
- Waddams Price, C. (1997): “The UK Gas Industry” en D. Helm y T. Jenkinson (eds.): *Competition in Regulated Industries*, Oxford University Press

Serie Textos de Discusión CEER

Para solicitar alguno de estos documentos o suscribirse a toda la Serie Textos de Discusión CEER, vea las instrucciones al final de la lista.

STD 1. Laffont, Jean Jacques: Llevando los principios a la práctica en teoría de la regulación (marzo 1999)

STD 2. Stiglitz, Joseph: The Financial System, Bussiness Cycle and Growth (marzo 1999)

STD 3. Chisari, Omar y Antonio Estache: The Needs of the Poor in Infraestructure Privatization: The Role of Universal Service Obligations. The Case of Argentina (marzo 1999)

STD 4. Estache, Antonio y Martín Rossi: Estimación de una frontera de costos estocástica para empresas del sector agua en Asia y Región del Pacífico (abril 1999)

STD 5. Romero, Carlos : Regulaciones e inversiones en el sector eléctrico (junio 1999)

STD 6. Mateos, Federico: Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997 (julio 1999).

STD 7. Ferro, Gustavo: Indicadores de eficiencia en agua y saneamiento a partir de costos medios e indicadores de productividad parcial (julio 1999)

STD 8. Balzarotti, Nora: La política de competencia internacional (septiembre 1999)

STD 9. Ferro, Gustavo: La experiencia de Inglaterra y Gales en micromedición de agua potable (septiembre 1999)

STD 10. Balzarotti, Nora: Antitrust en el mercado de gas natural (octubre 1999)

STD 11. Ferro, Gustavo: Evolución del cuadro tarifario de Aguas Argentinas: el financiamiento de las expansiones en Buenos Aires (octubre 1999)

STD 12. Mateos, Federico, Martín Rodríguez Pardina y Martín Rossi: Oferta y demanda de electricidad en la Argentina: un modelo de ecuaciones simultáneas (noviembre 1999)

STD 13. Ferro, Gustavo: Lecciones del Seminario Proyección de Demanda de Consumo de Agua Potable (noviembre 1999)

STD 14. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Medidas de eficiencia y regulación: una ilustración del sector de distribuidoras de gas en la Argentina (diciembre 1999)

STD 15: Rodríguez Pardina, Martín, Martín Rossi y Christian Ruzzier: Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana (diciembre 1999)

STD 16: Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Cambio tecnológico y catching up: el sector de distribución de energía eléctrica en América del Sur (marzo 2000)

STD 17: Ferro, Gustavo: El servicio de agua y saneamiento en Buenos Aires: privatización y regulación (abril 2000).

STD 18: Celani, Marcelo: Reformas en la industria de las telecomunicaciones en Argentina (junio 2000).

STD 19: Romero, Carlos: La desregulación de la comercialización de electricidad en Inglaterra y Gales (junio 2000).

CEER Working Paper Series

To order any of these papers, or all of these, see instructions at the end of the list.

WPS 1. Laffont, Jean Jacques: Translating Principles Into Practice in Regulation Theory (March 1999)

WPS 2. Stiglitz, Joseph: Promoting Competition in Telecommunications (March 1999)

WPS 3. Chisari, Omar, Antonio Estache, y Carlos Romero: Winners and Losers from Utility Privatization in Argentina: Lessons from a General Equilibrium Model (March 1999)

WPS 4. Rodríguez Pardina, Martín y Martín Rossi: Efficiency Measures and Regulation: An Illustration of the Gas Distribution Sector in Argentina (April 1999)

WPS 5. Rodriguez Pardina, Martín Rossi and Christian Ruzzier: Consistency Conditions: Efficiency Measures for the Electricity Distribution Sector in South America (June 1999)

WPS 6. Gordon Mackerron: Current Developments and Problems of Electricity Regulation in the European Union and the United Kingdom (November 1999)

WPS 7. Martín Rossi: Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatisation in the Gas Distribution Sector in Argentina (March 2000)

Centro de Estudios Económicos de la Regulación



Solicitud de incorporación a la lista de receptores de publicaciones del CEER

Deseo recibir los ejemplares correspondientes a la serie (marque con una cruz la que corresponda), que se publiquen durante 2000:

- | | | |
|---------------------------------|---------------|---------------------------|
| a) Working Papers Series | (...) impreso | (...) e-mail, formato pdf |
| b) Serie de Textos de Discusión | (...) impreso | (...) e-mail, formato pdf |

Mi nombre es:.....

Ocupación:.....

Domicilio:.....

.....
 Firma

Tenga a bien enviar esta solicitud por correo a:

SECRETARIA CEER

Chile 1142, 1° piso

1098 Buenos Aires

Argentina

Por fax, al 54-11-43797588

E-mail: ceer@uade.edu.ar