

EFFECTOS DE LA INTERVENCIÓN PÚBLICA Y LA REGULACIÓN EN LOS COSTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN CANARIAS 1970-1998

Ramos Real, Francisco Javier*

Departamento de Análisis Económico, Instituto de Desarrollo Regional

Tel.: 922317110, e-mail: frramos@ull.es

Afonso Rodríguez, Julio A.*

Departamento de Economía de las Instituciones,

Estadística Económica y Econometría, Instituto de Desarrollo Regional

Tel.: 922317041, e-mail: jafonsor@ull.es

* Facultad de CC. EE. y EE. Camino La Hornera, s/n. Campus de Guajara 38071.

UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

RESUMEN

En este trabajo estudiamos los costes del suministro de electricidad en Canarias durante el periodo 1970-1998. El objetivo principal es evaluar los efectos de la intervención pública y la regulación económica en un periodo de consolidación del sector en Canarias. Para ello se estima una función de costes translogarítmica de largo plazo utilizando como unidad de estudio la empresa Unelco. Los resultados indican que los factores de producción son sustitutivos entre sí y que se agota el grado de economías de escala al final del periodo en torno a los 3800 GWh distribuidos y comercializados. Se observan importantes ganancias de productividad en torno a un 4,1% medio anual donde destaca el efecto positivo del cambio técnico. La intervención pública, en su proceso de consolidación del sector, y el efecto de la regulación derivada del Marco Legal y Estable, supusieron cambios en el funcionamiento de la empresa que se tradujeron en cuantiosos ahorros de costes.

JEL Classification: L94, C32

EFFECTOS DE LA INTERVENCIÓN PÚBLICA Y LA REGULACIÓN EN LOS COSTES DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN CANARIAS 1970-1998

1.- INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico canario ha funcionado hasta la actualidad en el marco de una única empresa integrada verticalmente en las fases de generación, transporte-despacho de energía y distribución, encargada de garantizar el suministro. Sin embargo, el proceso de electrificación canario se concretó en el último cuarto del siglo XX teniendo un papel destacado la intervención pública. En este sentido, el Instituto Nacional de Industria (INI)¹ tuvo un gran protagonismo a partir de 1965 ya que inició un proceso de concentración empresarial que se prolongó a lo largo de la década de los setenta. Por otro lado, el proceso de reformas en la regulación de la industria eléctrica en España ha influido en el comportamiento del sector en el archipiélago.

Los sistemas eléctricos presentan una serie de particularidades tecnológicas que inducen la necesidad de una de fuerte coordinación entre las distintas fases de la actividad, lo que ha supuesto la existencia de una organización industrial mayoritariamente basada en la integración vertical y en el monopolio geográfico del suministro. Esta posición de monopolio justificaba la regulación económica a través de la política de fijación de precios². La principal crítica a este modelo se centraba en la falta de incentivos a reducir costes, debido a las distorsiones que introducía la regulación y la falta de competencia en el mercado.

Para solucionar estos problemas se ha venido proponiendo la desintegración vertical del sector y la introducción de competencia en aquellas actividades de la industria donde sea factible, así como la aplicación de nuevos sistemas de regulación por incentivos (*incentive regulation*) en aquellas fases del negocio que sigan sujetas a regulación. Destacan la regulación por precios máximos (*price cap regulation*), y la competencia referencial (*yardstick competition*), que han sido aplicadas en

¹ El INI era un organismo de titularidad pública que participaba en el capital de numerosos sectores estratégicos que pasaban por situaciones de crisis financiera, o que necesitaban realizar grandes inversiones.

diferentes países³. La regulación por incentivos, aunque se ha reconocido que en términos generales conduce a mejoras en la eficiencia, puede presentar importantes dificultades en su aplicación como indican Joskow y Schmalensee (1986) y Laffont (1992)⁴.

En relación con la regulación del sector en Canarias, al igual que el modelo español, consistía en un sistema a coste del servicio hasta los años ochenta. Sin embargo, a partir de 1983 se comenzó a aplicar en España un nuevo modelo de regulación del sistema eléctrico denominado Marco Legal y Estable (MLE) que estuvo vigente hasta 1997 y que reflejaba la tendencia general de reforma en la regulación prestando un especial interés a la introducción de incentivos para la reducción de costes.

En este trabajo estudiamos los costes del suministro de electricidad en Canarias durante el periodo 1970-1998. El objetivo principal es evaluar los efectos de la intervención pública y la regulación económica en un periodo de consolidación de la actividad del sector en Canarias. Para ello se estima una función de costes translogarítmica de largo plazo utilizando como unidad de estudio la empresa Unelco. A partir de la misma obtenemos información de la tecnología de producción subyacente para estudiar algunos conceptos de especial relevancia como las economías de escala, el grado de sustituibilidad de los factores y la evolución de la productividad y el cambio técnico.

La estructura del trabajo es la siguiente. En el apartado 2, describimos brevemente la evolución del sector eléctrico canario y el sistema de regulación del sector eléctrico español concretado en Canarias. En el apartado 3, presentamos el modelo que se va a estimar así como los principales conceptos de costes que se obtienen a partir de la estimación. En el apartado 4, describimos los datos empleados y el método de estimación empleado. En el apartado 5, se presentan los resultados

² En la práctica, los casos más utilizados han sido la regulación a coste del servicio (inspirada en la regla de precio igual a coste medio) y la regulación a coste marginal.

³ Por ejemplo, la regulación por precios máximos se ha usado en Gran Bretaña tras las privatizaciones de los años 80 en British Telecom, British Gas y algunas empresas de distribución y transporte de electricidad; en Estados Unidos en la desregulación de las empresas de telecomunicaciones; en Francia, a partir de 1984 en la regulación de EDF (Electricité de France). La competencia referencial inspiró la regulación de las centrales eléctricas en Francia además del Marco Legal y Estable en España.

⁴ Por ejemplo, en la regulación por precios máximos si se producen muchas revisiones en los precios se elimina el incentivo para que las empresas minimicen los costes por lo que se perdería la credibilidad del

generales de la estimación concernientes al grado de economías de escala, las elasticidades de sustitución y las elasticidades precio. También analizamos la evolución de la productividad global de los factores y el cambio técnico, que nos permitirá estudiar los efectos de la intervención pública y la regulación económica en el sector eléctrico canario. En el último apartado, presentamos las conclusiones principales que se derivan de este estudio.

2.- EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO 1970-1998. ESTRUCTURA Y REGULACIÓN

2.1.- Estructura y evolución económica del sector

El sector eléctrico canario se caracteriza por estar desconectado de las grandes redes eléctricas europeas. Además, este aislamiento es doble, ya que cada isla (excepto Lanzarote y Fuerteventura) forma, a su vez, un sistema eléctrico independiente. El alejamiento y la fragmentación en pequeños subsistemas, implican que prácticamente sólo se haya utilizado como fuente primaria de generación de electricidad los derivados del petróleo; esto supone un alto coste de producción así como un importante efecto sobre el medio ambiente. Por otro lado, la no conexión con grandes redes obliga a mantener una mayor capacidad de reserva que asegure la garantía del suministro en condiciones adecuadas. A este hecho debemos sumar la orografía del archipiélago que igualmente aumenta el costes del suministro en lo que respecta al transporte y distribución⁵.

En los años sesenta el sector se caracterizaba por una atomización del servicio que no atendía las demandas económicas del archipiélago y que suponía un freno para el desarrollo regional. Como indican Cabrera y Hernández (2001) las empresas del sector no estaban en disposición de hacer frente a un programa de inversiones necesario para atender las crecientes necesidades. La intervención del INI a partir de 1965 fue determinante para la electrificación del archipiélago, ya que inició un proceso de fusiones y absorciones que continuó a lo largo de la década de los setenta. El sistema eléctrico fue pasando lentamente de empresas privadas a la propiedad pública con el

sistema; en la competencia referencial existen elevados costes de recopilación de información, mayores cuanto mayor es la heterogeneidad entre las empresas.

⁵ Como ejemplo de tales diferencias, en precios de 1993, los costes de aprovisionamiento, personal y amortización eran de 6,86 pts por kWh vendido en el sistema eléctrico nacional (UNESA, 1997) mientras que

objetivo final de normalizar el servicio público de suministro de electricidad⁶. A principios de los años ochenta la empresa Unelco constituía prácticamente la única empresa productora y distribuidora de electricidad en Canarias.

La actuación del INI también implicó un importante esfuerzo inversor que se tradujo en importantes incrementos de la capacidad de generación y en el acondicionamiento de los medios de transformación, transporte y distribución. Según Cabrera y Hernández (2001) se concretó en tres etapas. Entre 1970-1975 el montante global se elevó a 50.000 millones de pesetas de 1998 lo que supuso que la potencia instalada en generación se multiplicara por tres. Entre 1975 y 1985 la inversión fue de 222.000 millones aunque los crecimientos en capacidad fueron más moderados. Finalmente, entre 1986 y 1998 se invirtieron 308.000 millones de pesetas. Por su parte, la venta de energía por parte de Unelco se multiplicó por catorce entre 1970 y 1998 llegando a ser en éste último año de 4.990 GWh (aproximadamente un 3% del valor nacional). Esto significó un crecimiento medio anual del 10%, que fue más acentuado entre 1970 y 1989. La potencia instalada en generación creció a una tasa media anual del 9% situándose en 1998 en 1554 MW (aproximadamente el 90% del total del archipiélago). En la tabla 1 presentamos la energía vendida en las siete islas lo que nos da una idea del tamaño e importancia de cada uno de los subsistemas eléctricos insulares.

TABLA 1.- ENERGÍA VENDIDA Y CAPACIDAD EN GENERACIÓN EN 1996

Año 1996	Tenerife	La Palma	Gomera	Hierro	G.Canaria	LZ-FV	Total
GWh vendidos	1592	136	30	17	1932	622	4329
MW instalados	578	52	13,54	7	685	182	1517,5

Fuente: Memorias de Unelco. Elaboración propia.

A pesar del gran desarrollo del sector, como indica el informe anual del CES-Canarias (2002), los índices relativos de consumo de electricidad de Canarias (el consumo por habitante o por unidad de

en Canarias era de 10,85 pts/kWh. El elemento diferenciador más importante era el coste de aprovisionamiento cuyos valores eran de 3,05 y 5,67 pts kWh respectivamente.

⁶ El proceso de concentración empresarial se basó en la fusión de las diferentes empresas del sector en Canarias por parte de la empresa Unelco. Desde 1983, el grupo público ENDESA pasa a ser el accionista mayoritario de Unelco, que posteriormente se privatizará a finales de la década de los noventa.

PIB) aunque se han acercado significativamente a los valores medios nacionales aún presentan importantes diferencias. Éstas se explican por la especial estructura económica y la climatología que condicionan los niveles de consumo productivo y para usos domésticos.

2.2.- La regulación del sector eléctrico en Canarias (1970-1998)

El sistema de regulación económica del sector eléctrico en Canarias ha sido el mismo que el aplicado en sistema eléctrico español aunque con algunas particularidades. Hasta 1983 se aplicaba en España un sistema de regulación tradicional a coste del servicio. Sin embargo, a partir de enero de 1988 comenzó la aplicación de un marco regulatorio denominado Marco Legal y Estable (MLE) que estuvo vigente hasta la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico (1997) y que ha permanecido vigente en Canarias prácticamente hasta la actualidad⁷. Este modelo regulatorio se propuso como solución a la crisis financiera que sufría el sector y también incluía una serie de elementos que perseguían incentivar ahorros de costes en el sector⁸.

Según la metodología del MLE los ingresos por facturación debían cubrir el coste del servicio de todo el sistema nacional. Sin embargo, cada empresa involucrada en la generación y/o la distribución de electricidad recibía un pago igual a su coste estándar, que una valoración de los costes fijos y variables de generación y distribución que incluía una adecuada retribución de los capitales invertidos. Entre los costes totales a repercutir en la tarifa se consideraban una serie de recargos entre los que figuraba el concepto de sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares. Por ello, el sistema eléctrico canario recibía del sistema nacional una compensación por sus mayores costes globales del suministro⁹.

⁷ En la actualidad la regulación del sector en España se fundamenta en la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Sin embargo en el artículo 12.1 de la ley se preveía el desarrollo de un decreto que determinaba un régimen diferenciado para los territorios eléctricos insulares y extrapeninsulares. Este decreto no se concretó hasta 2003 (Real Decreto 1747/2003).

⁸ Aunque este sistema de regulación entró en vigor en enero de 1988, desde 1983 se empezó a aplicar el denominado sistema de compensaciones, que constituía el elemento central de generación de incentivos para ahorrar costes.

⁹ En los años 1995 y 1996, el importe neto de las compensaciones fue de 5.000 y 15.433 millones de pesetas, lo que equivalía a un 7% y un 18,9% respectivamente del importe neto de la cifra de negocios de la empresa.

Sin embargo, los ingresos reconocidos de cada empresa no se correspondían con la facturación a sus clientes sino con el total de los costes estándar reconocidos. Así pues, se necesitaba un sistema de compensaciones entre empresas que equilibrase la recaudación de las compañías con el importe de los costes estándar acreditados para cada una de ellas. Por lo tanto, el sistema de compensaciones implicaba que la función objetivo de las empresas era la maximización de la diferencia entre los costes estándar y los costes reales (Rodríguez y Castro, 1994). Así, este método de regulación favorecía la reducción de los costes de producción, pues todo descenso en los costes reales se traducían en ganancia para la empresa.

Para Crampes y Laffont (1995) la regulación del MLE se asemejaba a un sistema de competencia referencial donde la referencia es el coste estándar, que para ellos, es exógeno a la empresa al menos en el corto plazo. También consideraban que el mecanismo de compensaciones junto a ciertos elementos correctores, conducía a minimizar los costes variables u operativos, sin embargo, se podían producir sesgos en las decisiones de inversión. Rodríguez y Castro (1994), consideran que la determinación de los costes estándar se realizaba ad hoc, evolucionando a través de un índice explícito de precios. Por ello, el coste estándar debe ser interpretado como un precio máximo que se actualizaba periódicamente independientemente de la evolución de la eficiencia media del sector.

3.- EL MODELO

En este apartado describimos el modelo teórico a partir del cual estimamos una función de costes de largo plazo para el suministro de electricidad. Siguiendo el trabajo pionero de Christensen y Greene (1976) consideramos los precios de los factores (capital, trabajo y combustible) y la producción (kwh de generación térmica clásica) como variables exógenas. De igual forma, utilizamos la forma funcional flexible translogarítmica que nos permite caracterizar la función de costes sin imponer a priori restricciones importantes sobre la tecnología subyacente. La función de costes se estima de forma conjunta con las ecuaciones de participación de los factores.

Se considera como producto el Kwh suministrado a los consumidores. Esta especificación la utilizan numerosos trabajos como Gollop y Roberts (1981), Nemoto et al. (1993) o Hayashi et al. (1998). En estos casos se deben considerar empresas integradas verticalmente y con cierta homogeneidad tecnológica en generación, además se supone que la energía adquirida a otras empresas es un factor de producción más. En nuestro caso, la muestra es una única empresa que sólo produce con combustibles derivados del petróleo siendo la energía adquirida por la empresa una partida poco significativa en los aprovisionamientos.

3.1.- Las ecuaciones del modelo

La especificación de la función translogarítmica viene dada por la siguiente ecuación

$$\begin{aligned} \ln C = & \beta_0 + \beta_q \ln Q + (1/2)\gamma_{qq}(\ln Q)^2 + \sum_{i=1}^k \beta_i \ln P_i + (1/2) \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} \ln P_i \cdot \ln P_j \\ & + \sum_{i=1}^k \gamma_{qi} \ln Q \cdot \ln P_i + \beta_\tau \tau + (1/2)\gamma_{\tau\tau} \tau^2 + \gamma_{q\tau} \ln Q \cdot \tau + \sum_{i=1}^k \gamma_{\tau i} \ln P_i \cdot \tau \end{aligned} \quad (1)$$

donde $\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$ ($i, j = 1, \dots, k$), por condición de simetría, C es el coste total, Q es el output total, P_i ($i = 1, 2, 3$) son los precios de los k inputs ($i = 1$, capital, $i = 2$, trabajo e $i = 3$, fuel) y τ es una tendencia lineal que permite capturar el cambio técnico. Imponemos la homogeneidad lineal en precios de la función de costes a través de las siguientes restricciones lineales sobre los parámetros del modelo:

$$\sum_{i=1}^k \beta_i = 1, \quad \sum_{i=1}^k \gamma_{ij} = \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} = 0, \quad \text{y}, \quad \sum_{i=1}^k \gamma_{qi} = 0. \quad (2)$$

Por otro lado, diferenciando la función translogarítmica respecto a los precios de los factores, y por el lema de Shephard, obtenemos las ecuaciones de participación en costes de los factores como:

$$S_i = \beta_i + \sum_{j=1}^k \gamma_{ij} \ln P_j + \gamma_{qi} \ln Q + \gamma_{\tau i} \tau \quad (i = 1, \dots, k) \quad (3)$$

Puesto que se debe verificar la condición $\sum_{i=1}^k S_i = 1$, imponemos la siguiente restricción adicional:

$$\sum_{i=1}^k \gamma_{\tau} = 0. \quad (4)$$

De la ecuación (3) se deduce que los coeficientes β_i miden el nivel medio de participación en costes del factor i -ésimo no debido a la contribución media de los niveles de precios, producto y el tiempo. Asimismo, los coeficientes γ_{ij} , γ_{qi} y $\gamma_{\tau i}$ miden, respectivamente, las variaciones en la participación en costes debido a cambios en precios, cantidades y el tiempo.

3.2.- Las elasticidades de sustitución y precio-propio

En cuanto a las elasticidades de sustitución, Uzawa (1962) demuestra que las elasticidades de sustitución parciales de Allen (1938), pueden computarse a partir de la función de costes mediante la fórmula $\theta_{ij} = (\partial^2 C / \partial P_i \partial P_j) / (\partial C / \partial P_i \cdot \partial C / \partial P_j)$. Para la función de costes translog se tiene que:

$$\theta_{ij} = \frac{1}{S_i S_j} (\gamma_{ij} + S_i S_j) \quad (i, j = 1, \dots, k, i \neq j), \quad \theta_{ii} = \frac{1}{S_i^2} (\gamma_{ii} + S_i (S_i - 1)) \quad (i = 1, \dots, k) \quad (5)$$

La elasticidad de la demanda de precio propio para el i -ésimo factor de producción viene dada por:

$$\eta_i = \theta_{ii} S_i \quad (i = 1, \dots, k) \quad (6)$$

Las economías de escala (S), es decir, el incremento proporcional en los costes resultantes de un pequeño incremento proporcional en el nivel de output, se expresa como el recíproco de la elasticidad del coste total con respecto al output, es decir,

$$S = 1 / \epsilon_{CQ}, \quad (7)$$

donde

$$\epsilon_{CQ} = \partial \ln C / \partial \ln Q = \beta_q + \gamma_{qq} \ln Q + \sum_{i=1}^k \gamma_{qi} \ln P_i + \gamma_{q\tau} \tau. \quad (8)$$

Realizando un razonamiento similar al de la ecuación (3), de (8) se deduce que el coeficiente β_q mide el nivel medio de elasticidad coste-producto no explicado por producto, precios y tiempo. De la misma forma, los coeficientes γ_{qq} , γ_{qi} y $\gamma_{q\tau}$ proporcionan información sobre la contribución de las variaciones en producto, precios y tiempo sobre la magnitud de la elasticidad coste-producto.

3.3.- La productividad global de los factores y el cambio técnico

La productividad global de los factores (TFP) representa la relación entre la producción y la cantidad de todos los factores utilizados. Las variaciones de la productividad se producen porque varía la cantidad necesaria de factores por unidad de producto así como por el cambio técnico (T) a lo largo del tiempo. El cambio técnico nos indica las variaciones de costes explicadas por el paso del tiempo y que no están recogidas explícitamente por la variación de los precios o de los productos. Por lo tanto, entre otros, mediría el incremento en el nivel de conocimiento o la introducción de mejoras tecnológicas. Siguiendo a Denny, Fuss y Waverman (1981), partiendo de una función de costes dual y a través de la aproximación del índice de Divisia (1926), se demuestra la siguiente relación entre la tasa de cambio de la productividad y el cambio técnico:

$$TFP = -\dot{T} + (1 - \varepsilon_{C,Q})\dot{Q} \quad (9)$$

donde las variables con un punto indican tasas de variación y $\varepsilon_{C,Q}$ es la elasticidad coste-producto.

La tasa de variación del cambio técnico se expresa como:

$$\dot{T} = \frac{1}{C} \frac{\partial C}{\partial \tau} = \frac{\partial \ln C}{\partial \tau} = \beta_{\tau} + \gamma_{\tau\tau} \cdot \tau + \gamma_{q\tau} \ln Q + \sum_{i=1}^k \gamma_{\tau i} \ln P_i \quad (10)$$

siendo C la función de costes dual. En el desarrollo de esta expresión aparecen los coeficientes β_{τ} , $\gamma_{\tau\tau}$, $\gamma_{q\tau}$ y $\gamma_{\tau i}$ de forma que podemos interpretarlos como los determinantes del desplazamiento de la función de costes explicados únicamente por el tiempo pero que dependen también del nivel de producto y de la cuantía de los precios respectivamente.

A partir de (9) el índice TFP tiene dos componentes: el primer sumando representa la variación debida al cambio técnico, y el segundo, el cambio en las cantidades de los productos ponderado por la elasticidad coste producto. Cuando el proceso exhibe economías de escala constantes, la elasticidad coste de vale uno, por lo que el cambio en la productividad global de los factores coincide con el cambio técnico. Para el caso de economías de escala crecientes (decrecientes) donde la elasticidad coste es menor (mayor) que uno, la TFP es superior (inferior) al cambio técnico.

4.- LOS DATOS, LAS VARIABLES Y EL MÉTODO DE ESTIMACIÓN

4.1.- Los datos y la evolución de las variables del modelo

La variable a explicar es el coste económico de producción de largo plazo y las variables explicativas son las cantidades de producto, los precios de los factores de producción y el tiempo. Los costes están expresados en pesetas constantes de 1996. El término económico significa que en el coste de capital incluimos, junto a la amortización, la remuneración de los fondos propios.

La empresa utiliza como factores el combustible, el trabajo y el capital. Los gastos en cada uno de los factores componen el coste total a explicar y servirán para la estimación conjunta de la función de costes y de participación. Para construir indicadores de precios de los factores debemos disponer del gasto total en cada factor así como de una medida del factor. Todos los datos se han obtenido a partir de las memorias, los balances y las cuentas de resultados publicados por la empresa Unelco.

Para obtener el precio del trabajo hemos dividido los costes laborales entre el número de empleados que quedará expresado en millones de pesetas por trabajador. Para calcular el precio del combustible hemos dividido el gasto en aprovisionamientos entre el número de toneladas de combustible utilizadas en cada período. El gasto propiamente en combustibles representa más del 80% de esta partida a lo largo del periodo de estudio. El precio del capital para cada empresa se ha obtenido a partir de la siguiente fórmula:

$$p_{kt} = \frac{A_t + r_t * FP_t}{PI_t}$$

donde:

p_{kt} es el precio del capital en el año t.

A_t es la amortización en el año t.

r_t es la tasa de retribución media del sector en el año t.

FP_t son los fondos propios en el año t.

PI_t es la potencia instalada en generación en el año t.

El precio del capital así definido, es una tasa relativa que incorpora el coste de la amortización de cada año y la remuneración de los fondos propios como representativo del gasto en capital. Como medida del capital utilizamos la potencia instalada en generación teniendo en cuenta que más del

90% de la energía vendida procede de producción propia. Como representativo de la tasa de remuneración de los fondos propios (r_i) usamos el tipo de interés de largo plazo de las empresas del sector. En concreto, hemos utilizado la tasa de rendimiento de las obligaciones a 10 años publicados en los informes anuales del Banco de España.

La evolución de las variables explicativas de nuestro modelo de costes, a lo largo del periodo 1970-1998, presentan gran variabilidad en función de los acontecimientos producidos a lo largo del mismo. Estos acontecimientos son: las crisis energéticas y su repercusión en el precio de los combustibles, el fuerte esfuerzo inversor de la empresa y el aumento de los costes de financiación y el aumento de los costes salariales. De esta forma, el coste por unidad de producción, presenta incrementos importantes entre 1978 y 1985 como se observa en el apéndice 1. Sin embargo, se ha producido una reducción importante ya que de 31 pts constantes de 1996 el kwh en 1983, se ha pasado a algo más de 8 pts en 1998. Los fuertes incrementos de los precios del capital y de los combustibles se observan también en el apéndice 1.

En la tabla 2 vemos como los costes de aprovisionamiento representan la partida más importante de los costes, prácticamente suponen un 50% del total a lo largo del periodo. Los costes de capital en los años ochenta alcanzaron alrededor del 25% para descender posteriormente por debajo del 20%. Los costes laborales han evolucionado de forma más estable en su participación situándose alrededor del 30%.

Tabla 2. Porcentaje de los gastos por factor sobre los costes totales

AÑO	% Gasto en aprov.	% Gastos laborales	% Gasto en capital
1970	49,22	36,2	14,55
1975	51,7	34,7	13,58
1980	45,32	26,9	27,79
1990	47,32	31,63	21,05
1998	52,56	29,8	17,64

Fuente: Memorias de Unelco. Elaboración propia.

4.2.- Procedimiento de estimación

El sistema de ecuaciones a estimar está compuesto por la función de costes y las 3 ecuaciones de participación en costes, además del conjunto de restricciones impuestas a priori sobre los parámetros estructurales.

Sea $\mathbf{e}_{i,T}$ ($i = 1, \dots, k$) el término de error para la i -ésima ecuación de participación y $\mathbf{e}_{0,T}$ el término de error para la ecuación de costes principal. Se asume que $E(\mathbf{e}_{i,T}) = \mathbf{0}_T$ y que existen relaciones contemporáneas entre estos términos de error, es decir, $E(\mathbf{e}_{i,T} \mathbf{e}'_{j,T}) = \sigma_{ij} \cdot \mathbf{I}_T$ ($i, j = 0, 1, \dots, k$), con \mathbf{I}_T la matriz identidad de orden T , de forma que la estimación de cada ecuación del sistema por separado empleando mínimos cuadrados ordinarios proporcionará estimaciones ineficientes al no tener en cuenta tales relaciones. Este último supuesto se confirma en base al resultado del contraste de multiplicadores de Lagrange (LM) de Breusch y Pagan (1980) basado en la estructura de correlaciones contemporáneas de los residuos de la estimación inicial de cada una de las ecuaciones del sistema por MCO, $\hat{\mathbf{e}}_{i,T} = \mathbf{y}_{i,T} - \mathbf{X}_{T,i} (\mathbf{X}'_{T,i} \mathbf{X}_{T,i})^{-1} \mathbf{X}'_{T,i} \mathbf{y}_{i,T}$ ($i = 0, 1, \dots, k$), de forma separada. El estadístico de contraste $\hat{\xi}_{LM,T} = T \cdot \sum_{i=0}^{k-1} \sum_{j=i+1}^k r_{ij,T}^2$, con distribución $\chi^2(k(k+1)/2) = \chi^2(6)$, donde $r_{ij,T}$ es el elemento i,j -ésimo de la matriz de correlaciones muestrales contemporáneas entre dichos residuos, se estima en 45.24, de forma que se rechaza la hipótesis nula, encontrando evidencia de correlaciones contemporáneas entre los errores de las ecuaciones del sistema.

Por tanto, la estimación eficiente de los parámetros del modelo se obtienen estimando conjuntamente todas las ecuaciones como un modelo de regresión multivariante, empleando mínimos cuadrados generalizados (iterativo) o máxima verosimilitud con información completa. Sin embargo, la matriz de varianzas y covarianzas contemporáneas de los términos de error en el sistema completo es singular debido a que existe una relación lineal exacta entre éstos de la forma $\sum_{i=1,k} \mathbf{e}_{i,T} = \mathbf{i}_T$ (con \mathbf{i}_T el vector unitario de orden T). Esta singularidad se corrige eliminando una de las ecuaciones de participación del sistema de ecuaciones a estimar conjuntamente. La utilización

del método *MCG* Factible iterativo de Zellner (1962), o bien la estimación directa por máxima verosimilitud, permite superar la dificultad que supone la no invarianza de las estimaciones resultantes a la eliminación de una de las ecuaciones de participación (ver, por ejemplo, Barten (1969) y Revankar (1976)).

Así, en nuestro caso se decide eliminar la ecuación de participación en costes del factor combustible ($i = 3$), cuya estimación se recupera posteriormente de los resultados obtenidos, y aplicar el método de Zellner (1962). El algoritmo converge en una iteración, y los resultados de la siguiente tabla indican una baja correlación contemporánea entre los residuos transformados derivados de la estimación final por *MCG* factibles, de forma que las estimaciones obtenidas resultan ser consistentes y asintóticamente eficientes.

Tabla 3. Correlaciones muestrales contemporáneas entre los residuos de la estimación del sistema SUR

$\hat{\rho}_T(i,j)$ ($i, j = 1, 2, 3$)	Residuos no transformados	Residuos Transformados
$\hat{\rho}_T(1,2)$	-0.1099	0.0056
$\hat{\rho}_T(1,3)$	-0.4992	0.0065
$\hat{\rho}_T(2,3)$	0.2741	-0.0558

La especificación final de las ecuaciones estimables del sistema junto con los principales resultados de la estimación conjunta de la función de costes translog y de las ecuaciones de participación restringidas aparecen en las tablas 1 y 2 del apéndice 2. A partir de los resultados de la estimación de los parámetros estructurales, las restricciones y los respectivos estadísticos t-ratio asintóticos de significación individual¹⁰, junto con las magnitudes estimadas de los coeficientes de determinación y las estimaciones de los distintos parámetros económicos de interés (elasticidades de sustitución y de precio propio), puede considerarse que el ajuste del modelo es razonablemente bueno, tanto desde el punto de vista econométrico como económico.

¹⁰ Los errores estándar se calcularon a partir de la forma cuadrática de las derivadas analíticas de primer orden (método de Gauss).

5.- RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN.

5.1.- Sustituibilidad y elasticidades precio de los factores

Las elasticidades de sustitución nos indican el grado en que un factor sustituye al otro ante variaciones de los precios relativos. Las tres elasticidades de sustitución calculadas según (5) nos muestran que los factores son sustitutivos entre sí al tener signo positivo. En la tabla 3 del apéndice 2 se presentan los valores estimados y su significación estadística para los valores medios de la muestra. La elasticidad más alta se da entre el capital y el trabajo con un valor de 0,228, es decir, que ante una variación del 1% de los precios relativos, se produce una variación en el mismo sentido de la relación entre cantidades de factores de un 0,228%. La del capital con el combustible es de 0,15 y la del trabajo con el combustible de 0,20. Los valores son razonables pues indican cierto grado de sustitución aunque condicionado por la propia tecnología. La mayoría de trabajos en el sector encuentran también la existencia de sustituibilidad entre estos tres factores como Christensen y Greene (1976), Nelson y Wohar (1983) o Bhattacharyya et al. (1997). En nuestro caso, las elasticidades son algo inferiores a los de estos trabajos pero coincide en el hecho de que se observa un mayor grado de sustituibilidad capital-trabajo.

En cuanto a las elasticidades precio-propio de los factores los valores estimados también son razonables, es decir, negativos y no muy elevados. El signo negativo indica que la demanda derivada de un factor tiene pendiente negativa en relación con su propio precio. Los valores están muy próximos a -0,1, siendo el mayor la del capital (-0,1478), seguido del trabajo (-0,1458) y la menor la del combustible (-0,086). Al igual que con el grado de sustituibilidad, nuestra estimación encuentra valores próximos aunque algo inferiores a los de otros trabajos como Christensen y Greene (1976).

5.2.- El grado de Economías de Escala

Hemos calculado el grado de economías de escala S a partir de (7). Los resultados se presentan para cada año en la tabla 4 del apéndice 2. Para analizar los resultados distinguimos tres periodos: desde 1970 hasta 1978, entre 1978 y 1991 y entre 1991 y 1998.

En los primeros años resulta complicado interpretar los resultados ya que es un periodo de consolidación de la empresa tanto en su tamaño como territorialmente. Además se parten de niveles de producción muy reducidos y se producen importantes cambios de las tecnologías de generación y mejoras de la red¹¹. Una vez la empresa opera casi en régimen de exclusividad en todas las islas (1976), se observa que existen economías de escala crecientes ($S > 1$), es decir, donde el coste medio decrece con el nivel de producción. Esto se produce hasta 1991, con un grado de economías de escala cuyo valor medio entre 1978 y 1991 es de 1,33, equivalente a una reducción del coste medio de un 0,25%, para un crecimiento del 1% en la producción.

A partir de 1991 el grado de economías de escala parece haberse agotado de forma que el coste medio de producción aumenta con el nivel de ventas de la empresa que, por otro lado, crece de forma constante durante el periodo. La escala mínima eficiente (EME) se sitúa aproximadamente en un nivel de producción de 3800 GWh para una potencia instalada aproximada de 1000 MW. Estos resultados muestran una EME bastante inferior a la de otros trabajos realizados en el sector para tecnologías similares como puede verse en Ramos-Real (2005). Sin embargo, no parece razonable establecer comparaciones directas entre pequeños sistemas aislados donde las plantas de generación están compuestas por unidades de reducida potencia instalada¹², con las de los grandes sistemas continentales donde los tamaños de los grupos de generación son varias veces superiores. Por otro lado, este hecho puede estar reflejando que las nuevas tecnologías de producción encuentran su EME para tamaños de producción cada vez menores¹³.

Para garantizar la robustez de este resultado hemos realizado dos estimaciones alternativas. En primer lugar, hemos incluido¹⁴ una variable que mide la utilización de la potencia instalada. El resultado ha sido que los test de hipótesis indican la no relevancia de su inclusión mientras que el

¹¹ Las deseconomías de escala halladas parecen indicar una sobreutilización de las plantas de generación existentes en ese momento cuyos tamaños eran reducidos en relación con la producción requerida.

¹² Esto es debido a la dificultad para desconectar las unidades de producción sin afectar el equilibrio del sistema eléctrico. Cuanto más pequeños son los sistemas, las unidades deben tener tamaños inferiores.

¹³ Este hecho puede tener importantes consecuencias ante la posible introducción de competencia en el sector, ya que la existencia de economías de escala es una de las razones principalmente alegadas para la existencia de monopolio natural.

grado de economías de escala y su evolución es prácticamente el mismo. Desde nuestro punto de vista, esto indica un uso óptimo de la capacidad instalada en el sistema eléctrico canario en este periodo. En segundo lugar, hemos considerado una función de costes multiproductiva considerando como productos distintos la energía vendida en las dos islas mayores y en el resto ya que, a pesar de utilizarse en ambos casos derivados del petróleo, en las islas pequeñas se emplean básicamente grupos diesel. De nuevo, en este caso, los regresores adicionales incluidos no cambian sustancialmente los resultados resultando ser no relevantes en su mayoría, mientras que introduce algún hecho de difícil interpretación como la existencia de elasticidades coste negativas en alguno de los productos para algunos años.

5.3.- Economías de escala productividad y cambio técnico

En la tabla 4 del apéndice 2 se muestran las tasas de variación de la TFP y del cambio técnico calculadas según (9) y (10). Los resultados se presentan anualmente así como el valor medio del periodo. La mejora media anual de la productividad total (TFP) entre 1970 y 1998 es de un 4,10%. Su descomposición nos indica que el cambio técnico ha contribuido positivamente con tasas de mejora anual de un 5,34% mientras que el efecto de las economías de escala es negativo (-1,24%). Este último hecho se produce porque, a pesar de que en el periodo intermedio se ha operado con economías de escala mayores a la unidad y producción creciente, la evolución de los primeros y los últimos años compensan este efecto al crecer la producción con deseconomías de escala.

Se pueden distinguir tres subperiodos claramente diferenciados. Entre 1970 y 1975 coinciden importantes ahorros de costes motivados por el cambio técnico (a una tasa media anual cercana al 10%) con incrementos de la producción en un tramo de deseconomías de escala. Sin embargo, el efecto total indica importantes mejoras de productividad del 4% aproximadamente. Posteriormente, hasta 1992 los dos efectos implican casi siempre mejoras de productividad aunque algo menores al periodo anterior (3,4% medio anual). El cambio técnico presenta un valor promedio del 1,85% mientras que el efecto de escala supone el 1,54% restante. Finalmente, desde 1992 hasta 1998, las

¹⁴ Se incluyó en el modelo de forma completa, es decir, cruzándola con todas las demás variables explicativas.

mejoras en productividad vuelvan a crecer hasta una tasa media del 4,85% anual. También este resultado es fruto, como entre 1970-1975, de importantes ahorros de costes motivados por el cambio técnico (que alcanzan los últimos tres años valores superiores al 10%) combinados con un efecto de escala negativo.

No hemos podido realizar la descomposición del cambio técnico según la ecuación (10) ya que existe una alta correlación (0,991) entre la tendencia y el nivel de producción (en logaritmos). Según Baltagi y Griffin (1988) cuando esto ocurre no se puede imputar correctamente el cambio técnico entre un efecto puro, sólo dependiente del tiempo, de los componentes que dependen del nivel de los precios y la producción.

5.3.- Efectos de la intervención pública y la regulación

Observando la evolución del cambio técnico y la productividad y los hechos acaecidos en el periodo 1970-1998, podemos resaltar una serie de cuestiones relacionados con los efectos de la intervención pública y la regulación en el sector eléctrico canario.

Durante los primeros años del periodo la intervención pública, en su proceso de concentración, introducción de nuevas tecnologías y desarrollo y consolidación del sector, produjo importantes ahorros en los costes. Estos ahorros se reflejan, en su conjunto, en la evolución positiva del cambio técnico y se dejaron sentir hasta los primeros años de la década de los ochenta como se puede ver en la tabla 4 del apéndice 2. Por otro lado, desde 1975 la empresa alcanza un tamaño más adecuado para poder atender las demandas de la sociedad y aprovechar las economías de escala. Este efecto de escala continúa hasta 1991 e implica mejoras de productividad que se añaden al efecto del cambio técnico.

Entre 1983-1992 se siguen produciendo ahorros de costes como resultado del cambio técnico aunque algo más moderados. Desde nuestro punto de vista, aunque no podemos descomponer el cambio técnico puro, la causa de estos ahorros se encuentra en el efecto de la regulación del MLE, y nos basámos en dos indicios fundamentales. En primer lugar, las mejoras medias en costes del periodo comprendido entre 1983 y 1992 (1,85%) es casi igual a los obtenidos en Arocena y

Waddams Price (2002) y Ramos-Real y Martínez-Budría (2004) para similar periodo en el sector eléctrico peninsular (1,9%). En segundo lugar, los efectos del cambio técnico fueron más importantes en los primeros años de aplicación del MLE (1983-1986) exceptuando 1992. Este resultado, de disminución de la efectividad en el tiempo, es característico de los cambios en la regulación.

Por último, a partir de 1992 y hasta 1998 las mejoras en costes por cambio técnico son muy fuertes y coinciden con la realización de importantes inversiones que supusieron un cambio tecnológico destacado sobre todo a partir de 1996. Entre 1995 y 1996 se instalan y ponen en funcionamiento 160 MW de unidades en Tenerife y Gran Canaria, es decir, casi un 21% del total de potencia instalada a diciembre de 1996.

6.- CONCLUSIONES

En este trabajo hemos estimado una función de costes del suministro de electricidad en Canarias entre 1970 y 1998 utilizando la forma funcional translogarítmica. El objetivo central ha sido la evaluación de los efectos de la intervención pública y la regulación económica en el sector ya que tuvieron un especial protagonismo en Canarias durante el periodo mencionado. También calculamos una serie de conceptos de costes de especial interés desde el punto de vista económico.

A partir de las magnitudes estimadas de los coeficientes de determinación y de los estadísticos de los parámetros y restricciones, puede considerarse que el ajuste del modelo es razonablemente bueno. En cuanto a los principales resultados de la estimación podemos destacar que los factores de producción son sustitutivos entre sí. La mayoría de trabajos en el sector encuentran también la existencia de sustituibilidad entre los tres factores considerados: capital, trabajo y combustible. También se observa un agotamiento del grado de economías de escala al final del periodo que se sitúa en torno a los 3800 GWh distribuidos y comercializados. Este hecho puede estar reflejando que las nuevas tecnologías de producción encuentran su EME para tamaños de producción cada vez menores.

En relación con la evolución de la productividad en el sector y su descomposición podemos observar importantes ganancias de productividad en torno a un 4,1% medio anual explicadas por un efecto positivo del cambio técnico que se contrarresta por un efecto de escala negativo aunque de inferior cuantía. Observando por subperiodos la evolución del cambio técnico y la productividad y determinados hechos acaecidos, podemos resaltar los siguientes hechos relacionados con los efectos de la intervención pública y la regulación en el sector eléctrico canario. Entre 1970 y 1975, la intervención pública, en su proceso de concentración y consolidación del sector, produjo importantes ahorros en los costes que se dejaron sentir hasta los primeros años de la década de los ochenta. Entre 1983-1992 se siguen produciendo ahorros de costes aunque algo más moderados, existiendo indicios de que la causa principal se podría encontrar en los efectos de la regulación derivados del MLE. Por último, a partir de 1992 y hasta 1998, se producen grandes mejoras en costes que coinciden con la realización de importantes inversiones que supusieron un cambio tecnológico destacado sobre todo a partir de 1996.

En relación con el análisis econométrico del modelo podemos señalar dos posibles extensiones del tratamiento aquí presentado. En primer lugar, el empleo de técnicas de estimación robustas a la presencia de observaciones anómalas, especialmente influyentes en los resultados cuando el tamaño muestral es relativamente pequeño, empleando el estimador S adaptado por Bilodeau y Duchense (2000) a un sistema SUR. En segundo lugar, también resulta de interés estudiar la estabilidad estructural de la especificación del modelo a la evolución temporal de las variables. Para ello primero hay que realizar un contraste de estabilidad estructural, como el propuesto por Hansen (1990, 92) y adaptado a un sistema SUR por Afonso Rodríguez (2003)¹⁵. Posteriormente se estima un modelo SUR con coeficientes aleatorios, siguiendo la reciente propuesta de Pitselis (2002), que prueba la optimalidad asintótica de las estimaciones resultantes.

¹⁵ Afonso Rodríguez, J.A. (2003). "El contraste de inestabilidad de Hansen en sistemas SUR estimados por MCG Factibles". *Mimeografía*.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Allen, R.G.D. (1938) *Mathematical Analysis for Economists*. London, Macmillan.
- Arocena, P. and Waddams Price, C (2002): "Generating efficiency: economic and environmental regulation of public and private electricity generators in Spain", *International Journal of Industrial Organization* 20 (1), 41-69
- Baltagi, B.H. and J.M. Griffin (1988): "A General Index of Technical Change", *Journal of Political Economy*, 96, 1, 20-41.
- Barten, A. (1969) "Maximum likelihood estimation of a complete system of demand equations". *European Economic Review* 1, 7-73.
- Bilodeau, M. y P. Duchesne (2000) "Robust estimation of the SUR model". *The Canadian Journal of Statistics*, 28(2), 277-288.
- Bhattacharyya, A., A. Bhattacharyya, and K. Mitra (1997): "Decomposition of Technological Change and Factor Bias in Indian Power Sector: An Unbalanced Panel Data Approach", *Journal of Productivity Analysis*, 8, 35-52.
- Breusch, T. S. y A.R. Pagan (1980), "The Lagrange multiplier test and its applications to model specification in econometrics". *Review of Economic Studies*, 47, 239-254.
- Cabrera Armas, L.G. y J. Hernández Hernández (2001). "Unelco (1969-1998). Servicio Público y Actividad Empresarial". En Carnero L., F. y J.S. Nuez Yáñez (coordinadores), *Empresa e Historia en Canarias*, 105-128. Fundación FYDE-CajaCanarias.
- CES- Canarias (2002): "El sistema energético canario. Evolución y perspectivas", en *La Economía, la Sociedad y el Empleo en Canarias durante el año 2001*. Capítulo monográfico del Informe Anual 2002 del Consejo Económico y Social de Canarias.
- Christensen, L R and Greene, H (1976) "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation". *Journal of Political Economy* 84, 655-677.
- Crampes, C. and J.J. Laffont (1995): "Transfers and Incentives in the Spanish Electricity Sector", *Revista Española de Economía*, Monográfico Regulación, 117-140.
- Denny, M., M. Fuss y L. Waverman (1981): "The measurement and interpretation of total factor productivity in regulated industries. With an application to canadian telecommunications". En Cowing, T. y R. Stevenson (Eds), *Productivity Measurement in Regulated Industries*. Academic Press, New York.
- Divisia, F, (1926): "L'indice monetaire et la theorie de la monnaie". *Societe Anonyme du Recueil Sirey*, Paris.
- Hansen, B.E. (1990) "Lagrange Multiplier tests for parameter instability in non-linear models". *Working paper*, University of Rochester.

- Hansen, B.E. (1992) "Testing for parameter instability in linear models". *Journal of Policy Modeling*, vol.14, n.4, 517-533.
- Gollop, F.M. and Roberts, M J (1981) *The Sources of Economic Growth in the U.S. Electric Power Industry. Productivity Measurement in Regulated Industries*, edit. Cowing y Stevenson. Academic Press, 1981.
- Hayashi, P.M., Goo J Y and Chamberlain, W C (1998) "Vertical Economies: The Case of U.S. Electric Utility Industry, 1983-87". *Southern Economic Journal* 63 (3), 710-725.
- Joskow, P.L. and Schmalensee, R. (1986): " Incentive Regulation for Electric Utilities". *Yale Journal on Regulation*, vol 4, n°1, 1-49.
- Laffont, J.J. (1992): "Théorie des incitations et nouvelles formes de réglementation". *Problèmes économiques*, n° 2291, 14-20.
- Nelson, R A and Wohar, M E (1983) "Regulation, Scale Economies and Productivity in Steam-Electric Generation". *International Economic Review* 24 (1), 57-79.
- Nemoto, J, Nakanishi, Y and Madono, S (1993) "Scale Economies and Over-Capitalization in Japanese Electric Utilities". *International Economic Review* 34 (2) 431-440.
- Pitselis, G. (2002) "Credibility estimation in seemingly unrelated regressions model with random coefficients". 6th International Congress on Insurance, Mathematics and Economics. Lisboa.
- Ramos-Real, F.J. (2005):"Cost functions and the Electric Utility Industry. A contribution to the debate on deregulation". *Energy Policy*, 33 (1), 69-87.
- Ramos-Real, F.J y E. Martínez Budría (2004):"Regulación y cambio técnico en la Industria Eléctrica Española". *Hacienda Pública Española/Revista de Economía Pública* 169, 2/2004. 67-85.
- Revankar, N. (1976) "Use of restricted residuals in SUR systems: some finite sample results". *Journal of the American Statistical Association* 71, 183-188.
- Rodríguez-Romero, L. y F. Castro-Rodríguez (1994): "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", *Cuadernos Económicos de ICE*, 57, 161-183.
- UNESA (1997): Evolución económico-financiera del sector eléctrico 1988-1995.
- Uzawa, H. (1962) "Production functions with constant elasticities of substitution". *Review of Economics and Statistics* 44(4), 291-299.
- Zellner, A (1962) "An Efficient Method of Estimating Seemingly Unrelated Regressions and Test for Aggregation Bias". *Journal of American Statistical Association* 57, 585-612.

APÉNDICE 1. VARIABLES Y DATOS

Tabla 1. Costes Totales, Costes Medios y Precios de los Factores

<i>Año</i>	Coste Total	Coste Medio	Precios Factores		
			Capital	Trabajo	Combustible
1970	6170751364.396	18305.67456	6519927.558	2036320.694	18.679
1971	6840959164.572	16949.97526	5794854.673	2170775.632	17.135
1972	8697181994.608	17742.83323	4222993.580	2374350.062	15.825
1973	9518511957.101	16421.90175	3192422.196	2744836.047	14.101
1974	12396657172.396	19441.53761	4874062.524	2526116.252	21.353
1975	14966936128.666	21058.56707	5105259.357	3177545.738	28.605
1976	15656084912.225	19407.76071	5523181.777	3194785.348	24.254
1977	15213017164.262	17100.97092	5551930.266	3578413.147	22.227
1978	17365021483.940	16749.96978	6056403.065	4051539.038	18.558
1979	22405577007.725	20573.98559	11287346.547	4172096.165	19.269
1980	31362309050.441	26095.37511	16842840.042	4660234.434	35.165
1981	40243310779.208	29954.01631	15001106.285	4467509.132	51.957
1982	42458275822.964	29125.25729	13712274.663	4395573.877	53.646
1983	50466682387.428	31522.15246	17890859.601	4426176.996	58.522
1984	45000407106.334	26186.76295	15735787.837	4187307.304	49.879
1985	46945180462.863	25328.60725	9713294.095	4250805.392	54.513
1986	33433343993.368	16105.50047	8759336.375	4383142.367	29.151
1987	33085981795.216	14036.6311	8675234.552	4381948.368	25.352
1988	28223612580.817	10682.63302	6472156.376	4485392.349	16.677
1989	35248967594.843	11846.50101	7167364.042	4716999.066	19.541
1990	39332775765.131	12497.98253	7961952.892	6020842.855	18.122
1991	34836191674.439	10373.36947	7778650.183	4737302.894	15.394
1992	33173690252.449	9368.582127	6011678.428	4921791.662	15.135
1993	35153396892.244	9602.218893	5505013.803	5208448.959	16.569
1994	35573639640.848	9027.188328	4979834.104	5300740.989	17.394
1995	37343959111.312	8789.367995	4683455.076	5218759.028	17.930
1996	39560371581.599	9139.362788	4225699.040	5649305.556	19.609
1997	37904086810.142	8148.512844	2964521.383	5797336.704	19.131
1998	35469064035.678	7108.534582	3740705.510	6819337.926	15.379

APÉNDICE 2. RESULTADOS ESTIMACIÓN SUR

Tabla 1. Estimaciones coeficientes de regresión

Ecuación 1. Función de costes translog restringida			
$\ln C - \ln P_3 = \beta_0 + \beta_q \ln Q + (1/2)\gamma_{qq} (\ln Q)^2 + \beta_1 (\ln P_1 - \ln P_3) + \beta_2 (\ln P_2 - \ln P_3) \\ + (1/2)\gamma_{11} (\ln P_1 - \ln P_3)^2 + (1/2)\gamma_{22} (\ln P_2 - \ln P_3)^2 + (1/2)\gamma_{12} (\ln P_1 - \ln P_3)(\ln P_2 - \ln P_3) \\ + \gamma_{q1} \ln Q (\ln P_1 - \ln P_3) + \gamma_{q2} \ln Q (\ln P_2 - \ln P_3) \\ + \gamma_{\tau 1} \tau (\ln P_1 - \ln P_3) + \gamma_{\tau 2} \tau (\ln P_2 - \ln P_3) \\ + \beta_\tau \tau + (1/2)\gamma_{\tau\tau} \tau^2 + \gamma_{q\tau} \ln Q \cdot \tau$			
$SRC_{T,k_1} = 0.034083 \quad \hat{R}_{T,k_1}^2 = 0.996434$			
	Estimación	Error Estándar	Estad.T-ratio
β_0	-415.108	96.741	-4.291
β_q	68.048	15.093	4.509
β_1	-1.482	0.392	-3.777
β_2	-0.774	0.335	-2.308
β_τ	-6.404	1.451	-4.414
γ_{qq}	-5.218	1.179	-4.427
γ_{11}	0.119	$0.984 \cdot 10^{-2}$	12.141
γ_{22}	0.166	$0.608 \cdot 10^{-2}$	27.290
γ_{12}	-0.041	$0.569 \cdot 10^{-2}$	-7.164
$\gamma_{\tau\tau}$	-0.045	0.011	-4.115
γ_{q1}	0.047	0.031	1.492
γ_{q2}	-0.021	0.025	-0.826
$\gamma_{q\tau}$	0.499	0.113	4.399
$\gamma_{\tau 1}$	$-0.139 \cdot 10^{-2}$	$0.298 \cdot 10^{-2}$	-0.466
$\gamma_{\tau 2}$	$-0.795 \cdot 10^{-2}$	$0.243 \cdot 10^{-2}$	-3.269
Ecuación 2 $S_1 = \beta_1 + \sum_{j=1}^{k-1} \gamma_{1j} (\ln P_j - \ln P_3) + \gamma_{q1} \ln Q + \gamma_{\tau 1} \tau$ ($k = 3$)			
$SRC_{T,k_2} = 0.0070784 \quad \hat{R}_{T,k_2}^2 = 0.859131$			
Ecuación 3 $S_2 = \beta_2 + \sum_{j=1}^{k-1} \gamma_{2j} (\ln P_j - \ln P_3) + \gamma_{q2} \ln Q + \gamma_{\tau 2} \tau$ ($k = 3$)			
$SRC_{T,k_3} = 0.0048034 \quad \hat{R}_{T,k_3}^2 = 0.964340$			
Ecuación 4 (ec. participación omitida) $S_3 = \beta_3 + \sum_{j=1}^{k-1} \gamma_{3j} (\ln P_j - \ln P_3) + \gamma_{q3} \ln Q + \gamma_{\tau 3} \tau$ ($k = 3$)			
$SRC_{T,k_4} = 0.015078 \quad \hat{R}_{T,k_4}^2 = 0.87127$			

Tabla 2. Estimaciones de las Restricciones

Restricciones			
	Estimación	Error Estándar	Estad.T-ratio
β_3	3.256	0.575	5.659
γ_{13}	-0.079	0.011	-7.209
γ_{23}	-0.125	$0.789 \cdot 10^{-2}$	-15.840
γ_{33}	0.204	0.016	13.026
γ_{q3}	-0.026	0.044	-0.581
γ_{r3}	$0.934 \cdot 10^{-2}$	$0.417 \cdot 10^{-2}$	2.239

Tabla 3. Estimaciones de las elasticidades medias

Elasticidades de Sustitución				Elasticidades del Precio Propio
$\tilde{\theta}_{ij,T} = \begin{cases} \frac{1}{\bar{S}_{i,T} \bar{S}_{j,T}} (\tilde{\gamma}_{ij,T} + \bar{S}_{i,T} \bar{S}_{j,T}) & (i \neq j) \\ \frac{1}{\bar{S}_{i,T}^2} (\tilde{\gamma}_{ii,T} + \bar{S}_{i,T} (\bar{S}_{i,T} - 1)) & (i = j) \end{cases} \quad (i, j = 1, \dots, k)$				$\tilde{\eta}_{i,T} = \tilde{\theta}_{ii,T} \bar{S}_{i,T} \quad (i = 1, \dots, k)$
	Capital	Trabajo	Fuel	
Capital	-0.83533 (-2.65822)			-0.14784 (-2.65822)
Trabajo	0.22807 (2.11674)	-0.48874 (-7.16323)		-0.14586 (-7.16323)
Fuel	0.15207 (1.29297)	0.20111 (3.98760)	-0.16572 (-2.91470)	-0.08693 (-2.91470)

(Entre paréntesis, estadísticos t-ratio de significación individual)

Tabla 4. Economías de Escala (S), Cambio Técnico y TFP

<i>Año</i>	Economías de Escala	Cambio Técnico Continuo	TFP (Total Factor Productivity)		
			Total	Componentes	
				Cambio Técnico	Economías de Escala
1970	0.4029	-0.2119	—	—	—
1971	0.4910	-0.1683	-0.0184	0.1683	-0.1866
1972	0.6638	-0.1174	0.0190	0.1174	-0.0984
1973	0.8949	-0.0807	0.0610	0.0807	-0.0197
1974	0.8856	-0.0742	0.0619	0.0742	-0.0123
1975	0.9512	-0.0643	0.0587	0.0643	-0.0056
1976	1.1150	-0.0478	0.0609	0.0478	0.0131
1977	1.1297	-0.0458	0.0570	0.0458	0.0112
1978	1.6912	-0.0173	0.0798	0.0173	0.0625
1979	1.1621	-0.0385	0.0453	0.0385	0.0069
1980	1.1824	-0.0302	0.0454	0.0302	0.0152
1981	1.3363	-0.0155	0.0435	0.0155	0.0280
1982	1.2250	-0.0192	0.0342	0.0192	0.0150
1983	1.1962	-0.0171	0.0325	0.0171	0.0154
1984	1.0368	-0.0277	0.0302	0.0277	0.0025
1985	0.9584	-0.0336	0.0303	0.0336	-0.0033
1986	1.0403	-0.0281	0.0325	0.0281	0.0044
1987	1.2498	-0.0110	0.0364	0.0110	0.0254
1988	1.4286	-0.0028	0.0371	0.0028	0.0342
1989	1.7300	0.0124	0.0378	-0.0124	0.0502
1990	1.2727	-0.0075	0.0195	0.0075	0.0120
1991	1.0485	-0.0197	0.0227	0.0197	0.0030
1992	0.8595	-0.0384	0.0297	0.0384	-0.0087
1993	0.6754	-0.0663	0.0503	0.0663	-0.0160
1994	0.6294	-0.0741	0.0308	0.0741	-0.0434
1995	0.5913	-0.0811	0.0291	0.0811	-0.0520
1996	0.4798	-0.1165	0.0963	0.1165	-0.0202
1997	0.4565	-0.1256	0.0399	0.1256	-0.0857
1998	0.4280	-0.1393	0.0455	0.1393	-0.0937
Media	0.8256	-0.0589	0.0410	0.0534	-0.0124