

Universidad Autónoma Metropolitana

Unidad Azcapotzalco

División de Ciencias Sociales y Humanidades

Maestría en Economía

**Precios Ramsey en el mercado de energía eléctrica de
México**

Trabajo terminal que presenta Javier Santillán Moncayo
para obtener el grado de
Maestro en Economía

Asesor: Dr. Pascual García Alba Iduñate

	PÁGINA
INTRODUCCIÓN	1
I. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO	3
<i>I.1 OFERTA</i>	3
I.1.1 GENERACIÓN	3
I.1.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	5
<i>I.2 DEMANDA</i>	12
I.2.1 SECTORES DE DEMANDA POR TIPO DE CONSUMIDORES	12
I.2.2 DEMANDA REGIONAL	16
<i>I.3 PRECIOS</i>	17
II. MARCO TEÓRICO	23
<i>II.1 MONOPOLIO</i>	23
<i>II.2 SOLUCIONES DE POLÍTICA</i>	28
II.2.1 PRECIO IDEAL	28
II.2.2 PRECIO-COSTO MARGINAL LINEAL	29
II.2.3 PRECIOS NO LINEALES	29
II.2.4 TEORÍA DEL AGENTE PRINCIPAL	30
<i>II.3 PRECIOS RAMSEY</i>	31
III. ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS RAMSEY	36
<i>III.1 CÁLCULO DE COSTOS</i>	37
<i>III.2 ESTIMACIÓN DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA Y DE LAS ELASTICIDADES PRECIO</i>	43
<i>III.3 CÁLCULO DE LOS PRECIOS RAMSEY</i>	46
IV. CONCLUSIONES	61
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	
ANEXO I. COSTOS MEDIOS	
ANEXO II. BASE DE DATOS	
ANEXO III FORMAS FUNCIONALES DE LAS ECUACIONES DE DEMANDA	

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico mexicano refleja, por el lado de la oferta, una industria integrada verticalmente en todos sus segmentos: generación, transmisión y distribución, conformada por la Comisión Federal de Electricidad y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Por el lado de la demanda, cinco grandes bloques tarifarios: residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial (mediana y gran industria).

A la luz de las diversas propuestas que han surgido para la privatización de la industria eléctrica mexicana, resulta apropiado identificar las características que debería tener la estructura de precios con una oferta regulada, ya sea estatal o privada, a fin de maximizar la utilidad de los consumidores y de garantizar cierto nivel de rendimiento a la industria que le permita su apropiado funcionamiento. La existencia de monopolio requiere de la aplicación de diversos instrumentos de política que garanticen su óptimo funcionamiento, de tal manera que se afecte en lo menos posible a los consumidores y en general se maximice el bienestar social. En este sentido, la teoría de la regulación ofrece diversas soluciones para ordenar el desempeño de una estructura productiva monopólica. Con base en lo anterior, se propone realizar el cálculo de los precios Ramsey para las tarifas de energía eléctrica en México, los cuales se consideran como la mejor alternativa (desde el punto de vista de la eficiencia económica, más no de la distribución del ingreso) cuando no se dispone de los mecanismos de mercado que nos permitan cumplir la regla básica de la competencia perfecta: precio igual a costo marginal.

Para poder llevar a cabo lo antes señalado, el presente trabajo se ha dividido en cuatro capítulos. En el primero se realiza una descripción de la estructura del mercado eléctrico mexicano, comenzando con las cuestiones principales de la oferta, la estructura de la demanda y concluyendo con las características de los precios y los mecanismos para su fijación. En el capítulo segundo, se analizan las implicaciones que desde el punto de vista de la eficiencia económica conlleva una estructura productiva monopólica y se definen las principales soluciones de política, lo que nos permite tocar con profundidad el modelo de precios Ramsey. En el capítulo tercero, se detalla la metodología seguida para la estimación de las variables que se necesitan para la estimación de los precios Ramsey, tales como los costos medios, elasticidades precio de la demanda y sus formas funcionales. Termina esta parte con la presentación de los resultados y su análisis. Finalmente en el capítulo cuarto se anotan las conclusiones obtenidas.

Para el cálculo de las elasticidades fue necesario realizar trabajos econométricos, el período de información corre desde 1980 hasta el 2001, siendo este el año en donde se hace un corte en el tiempo y al que se refiere todo el análisis posterior. No se hizo el corte más adelante, porque no se contaba con la cantidad de datos suficiente de las nuevas tarifas que se implementaron a partir del 2002 para realizar las regresiones.

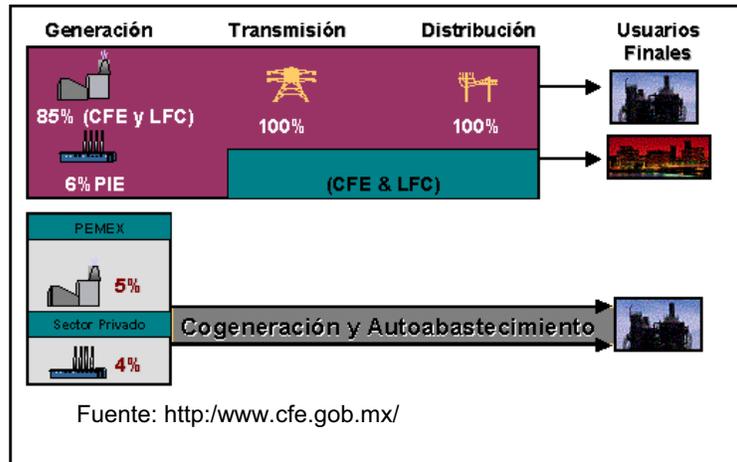
I. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

I. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MEXICANO

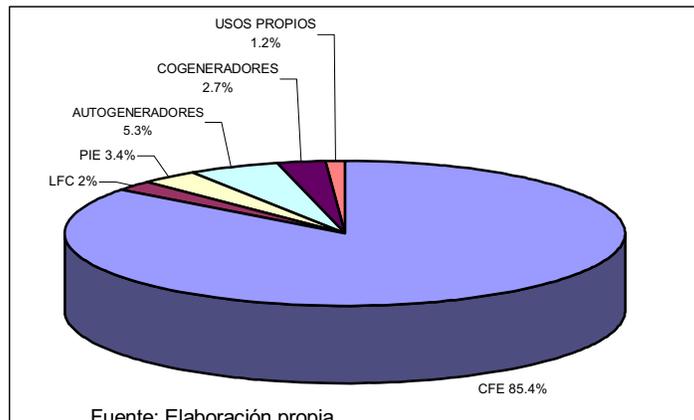
I.1 OFERTA

I.1.1 GENERACIÓN

El sector eléctrico mexicano refleja una industria integrada verticalmente en todos sus segmentos: generación, transmisión y distribución,



conformada por la Comisión Federal de Electricidad y la Compañía de Luz y Fuerza del Centro. Coexiste una participación marginal del sector privado en la generación, la cual se destina para el autoconsumo o la entrega directa a la Comisión Federal de Electricidad. La Secretaría de Energía diseña los lineamientos



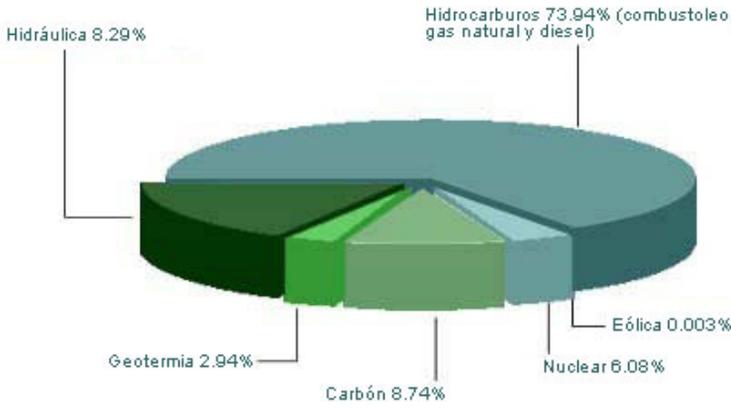
generales de política del sector eléctrico y la Comisión Reguladora de Energía, como órgano desconcentrado de esa Secretaría, regula las distintas actividades de la industria eléctrica.

La Comisión Federal de Electricidad abastece el territorio nacional, con excepción del Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla, áreas atendidas por Luz y Fuerza del Centro.

Desde el punto de vista de la propiedad de las plantas generadoras, la capacidad de generación de energía eléctrica en el país en el 2001 ascendió a 42,410 megawatts. Correspondiendo el 85.4% a la CFE, 2% a Luz y Fuerza del Centro, 3.4% a productores independientes, 5.3% a autogeneradores, 2.7% a cogeneradores y 1.2% a otros productores particulares. Los productores independientes (PIE's) venden la totalidad de la energía generada a la CFE para un período de hasta 25 años, por lo que son considerados dentro del programa de obras de CFE y de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

Por otro lado, desde el punto de vista de la fuente de energía se observa una participación

importante de plantas que utilizan hidrocarburos para la generación de energía eléctrica.



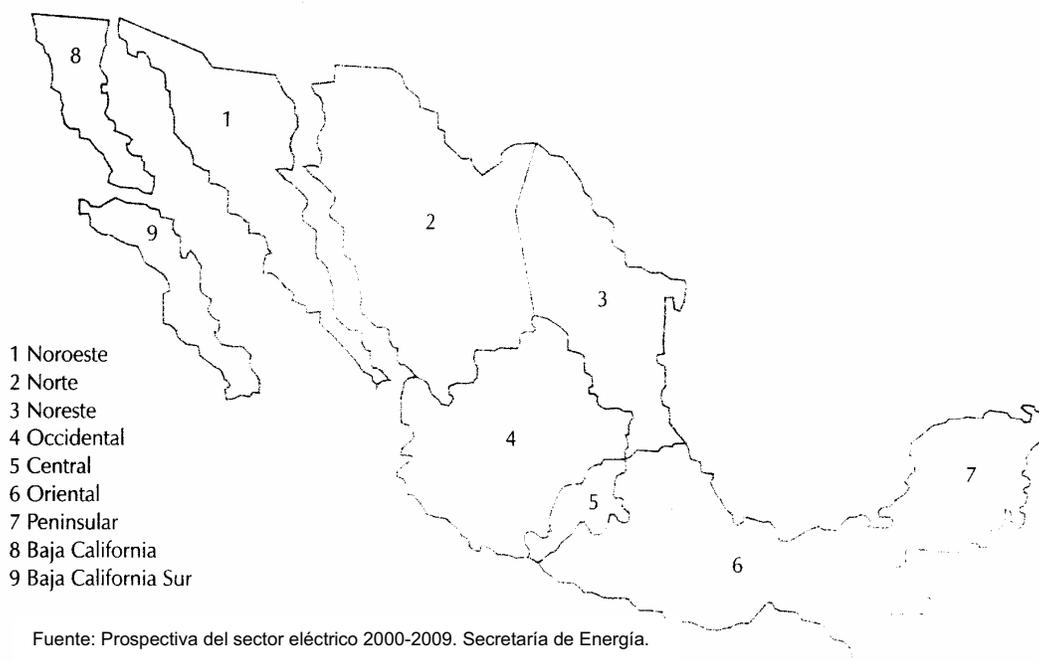
Fuente: <http://www.cfe.gob.mx>

Es marginal la participación de plantas que utilizan fuentes de energía alterna como la eólica y geotermia.

I.1.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico nacional (SEN) se integra con fines operativos en nueve áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de la Noroeste, Baja California y Baja California Sur, todas las demás se encuentran ligadas en el Sistema Interconectado (SI), con el propósito de compartir recursos que permitan una operación menos costosa y con mayor estabilidad.

Áreas del Sistema Eléctrico Nacional



Dado que en general los centros de generación de energía eléctrica se encuentran alejados de los de consumo, se requiere de una extensa red de transmisión y distribución de electricidad.

Durante el año del 2001 el Sistema Eléctrico Nacional contaba con 670,902 líneas de transmisión en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV, perteneciendo el 95.6% a la CFE y el restante 4.4% a LFC. Por niveles de tensión, 5.4% corresponde a líneas de 230 a 400 kV, 6.2% a líneas de 69 a 161 kV, y el restante 88.4% a líneas de 2.4 a 60 kV.

En lo que se refiere a subestaciones se cuenta con una capacidad instalada de 170,985 MVA, de los cuales 113,556 MVA corresponden a subestaciones de transmisión y 33,078 MVA a distribución de CFE, así como 24,351 MVA que forman las subestaciones de LFC.

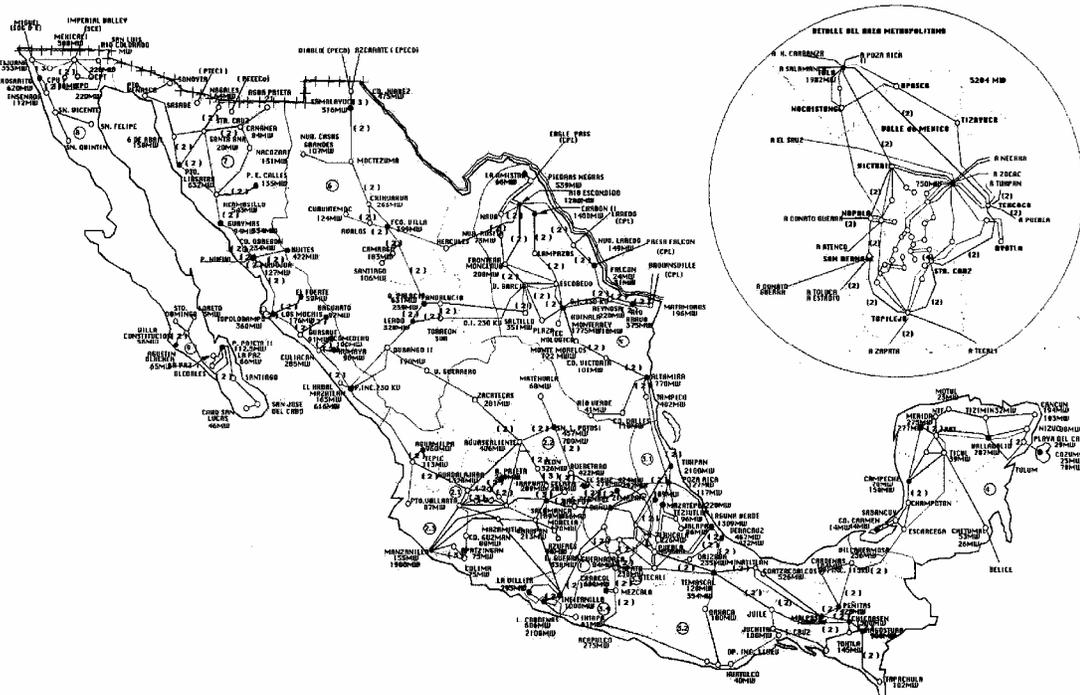
De manera general la red de transmisión queda integrada de la siguiente manera:

- Red de transmisión troncal.- Se conforma por líneas de transmisión y subestaciones de alta tensión (230 a 400 kV) con 36,339 Km. Mediante esta red se movilizan grandes cantidades de energía, abasteciendo redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.
- Redes de subtransmisión.- Tienen cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV) con 41,312 Km. Con estas redes se suministra energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.

- Redes de distribución en media tensión.- Con ellas se suministra energía en niveles de 2.4 a 60 kV en zonas relativamente pequeñas, se cuenta con 563,413 Km, que abastecen las redes de distribución en baja tensión y usuarios de media tensión.
- Red de LFC.- Se compone por 29,838 Km, en niveles de tensión de 6.6 a 400 kV.
- Redes de distribución de baja tensión.- Suministran energía en 220 y 240 volts entre fases, las cuales alimentan las cargas de usuarios con demanda pequeña, tales como los consumidores residenciales.

En el siguiente mapa se observa un diagrama de la red principal de transmisión de nuestro país.

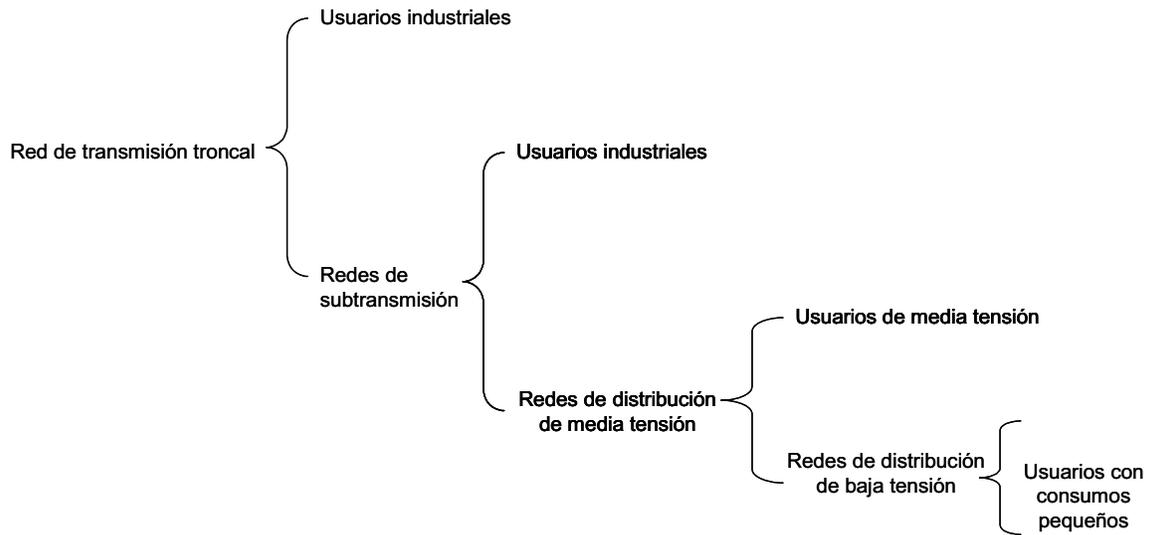
Red Principal de Transmisión (2000)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

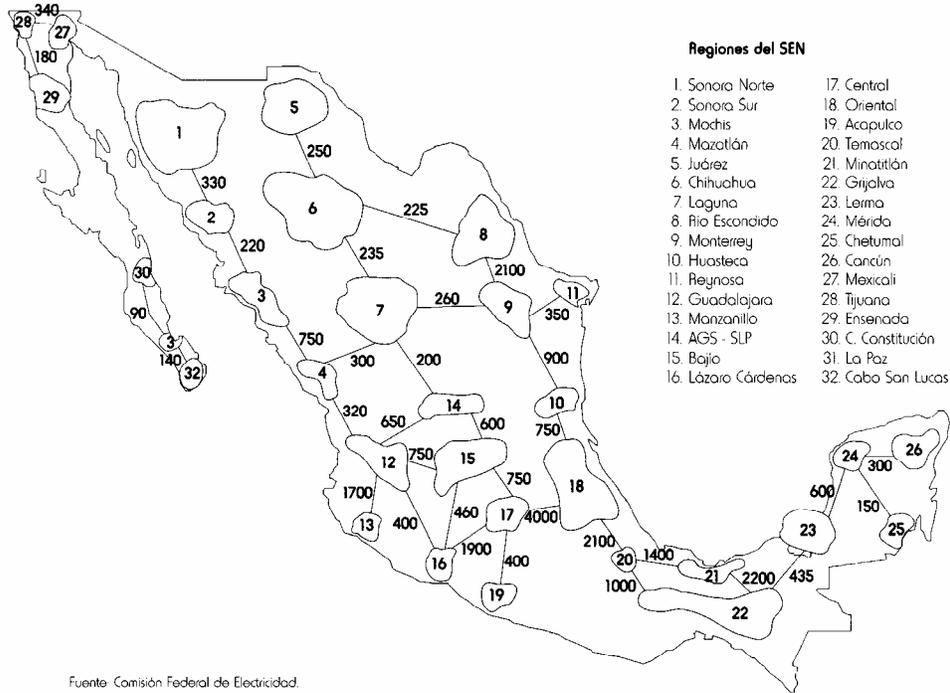
La red de transmisión y distribución del SEN está integrada de tal manera que se comienza con la red troncal con mayor capacidad de carga para de allí llevarla a las redes de subtransmisión y algunos usuarios industriales; de las redes de subtransmisión a redes de distribución en media tensión y algunos usuarios de subtransmisión; y así sucesivamente hasta llevarla a todos los usuarios industriales de alta tensión, a los de media tensión y los usuarios de consumos pequeños o de baja tensión.

ORGANIZACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL SEN



El SEN se encuentra dividido en 32 regiones de consumo, tomando en consideración las posibles limitaciones de capacidad de la red de transmisión. En la siguiente figura se observa la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre las regiones, en donde cada enlace cuenta con una o más líneas de transmisión.

Capacidad de transmisión (MW), 2001



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Por otro lado, en las áreas eléctricas de Noroeste, Noreste, Norte, Baja California y Peninsular,

dada su

ubicación

geográfica, es

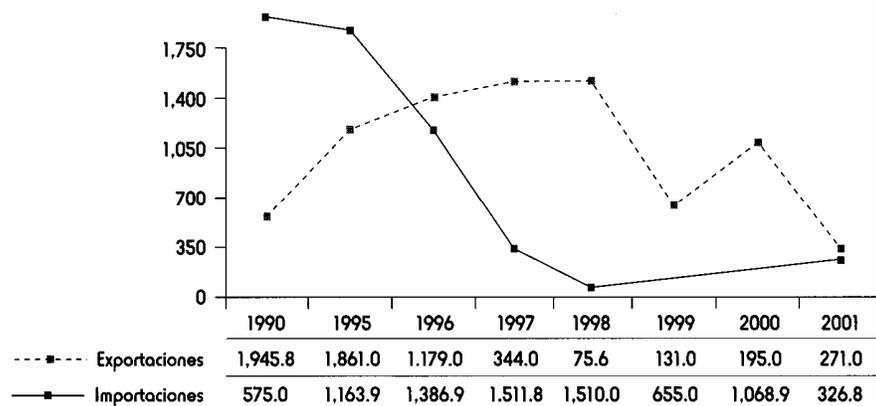
posible realizar

transacciones

internacionales

de energía

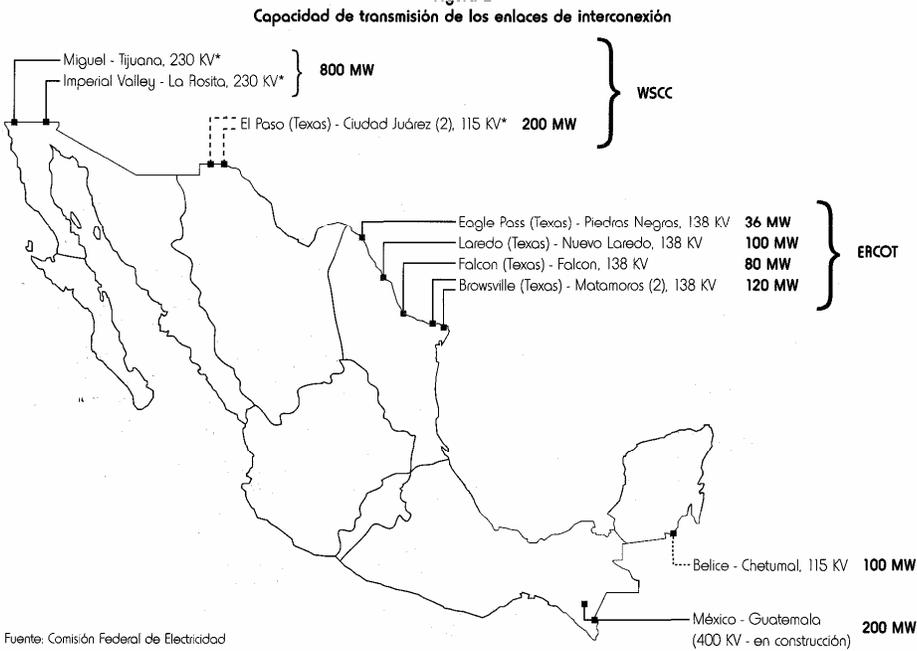
SEN: Comercio exterior de electricidad (GWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

eléctrica. Sin embargo, el comercio exterior de energía eléctrica en México es mínimo, viniendo a la baja como se observa en la gráfica anterior.

Las principales ventas se realizan en la zona de Tijuana hacia el Estado de California de los Estados Unidos. En la siguiente figura se observan los enlaces de interconexión y su capacidad de transmisión para transacciones internacionales.



I.2 DEMANDA

I.2.1 SECTORES DE DEMANDA POR TIPO DE CONSUMIDORES

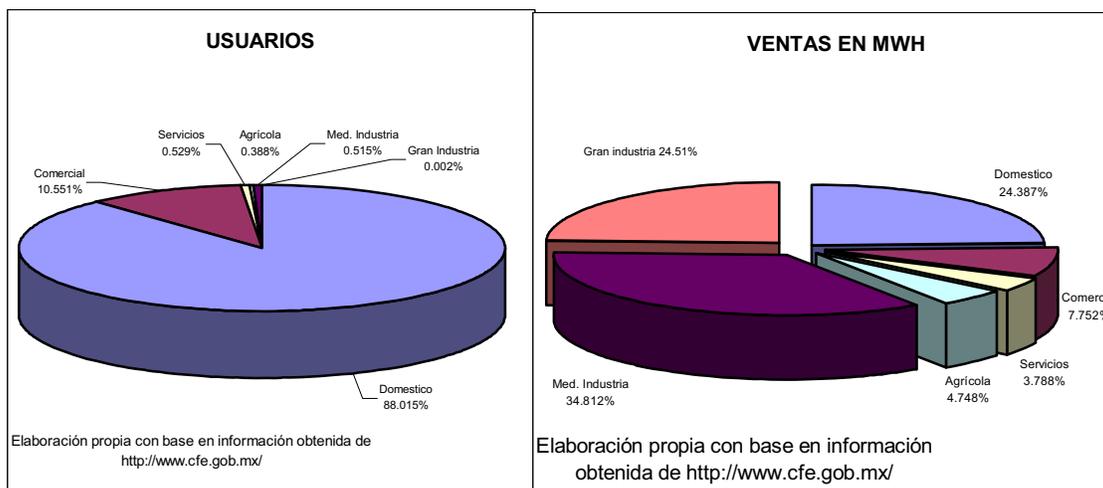
En el año del 2001 la demanda total de electricidad se integraba por 20 grupos tarifarios que se pueden agrupar en cinco grandes bloques: residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial (mediana y gran industria).

Bloques de demanda por tipo de consumidores

- Residencial.- Para usuarios de servicio doméstico
- Comercial.- Para usuarios de servicio general en baja tensión (establecimientos comerciales, de servicios y micro industrias).
- Servicios.- Para usuarios de servicios de alumbrado público, de bombeo de aguas negras y potables, y servicio temporal.
- Industrial.- Para usuarios de servicios generales en media tensión (industria media y pequeña, comercios y servicios grandes) y alta tensión (grandes unidades industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable y de transporte eléctrico).
- Agrícola.- Para usuarios del servicio de bombeo de agua de riego.

Residencial	Comercial	Servicios públicos	Agrícola	Industrial	
				Mediana industria	Gran industria
1 1A 1B 1C 1D 1E	2 3 7	5 5A 6	9 9M	OM MH	HS HS-L HT HT-L

Como puede observarse en las siguientes gráficas los usuarios domésticos o residenciales representan casi el 90% del total, sin embargo, consumen sólo alrededor del 24% de toda la energía vendida. Por otro lado, si bien los consumidores industriales apenas y sobrepasan el 0.5% del total de usuarios, ellos solos demandan casi el 60% de toda la energía vendida.



Sector Eléctrico Nacional

Agrupación Sectorial de Tarifas

2001						
Sector	Usuarios		Ventas (MWh)		Productos (Miles de pesos)	
	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%
Doméstico	21,872,288	88.01	38,334,435	24.39	23,289,185	23.38
Comercial	2,621,865	10.55	12,185,095	7.75	15,885,607	15.95
Servicios	131,376	0.52	5,954,386	3.79	6,731,723	6.76
Agrícola	96,520	0.39	7,463,127	4.75	2,338,001	2.35
Med. Industria	127,962	0.51	54,721,917	34.81	34,296,105	34.44
Gran Industria	558	0.002	38,534,952	24.51	17,051,890	17.12
Total	24,850,569	100	157,203,912	100	99,592,511	100

Fuente: Elaboración propia con base en información obtenida de <http://www.cfe.gob.mx/>

Para complementar lo anterior, el siguiente cuadro nos indica los consumos medios por cada tipo de usuario. Mientras el consumidor doméstico utiliza en promedio 149 Kwh., el consumidor de gran industria requiere 5,907,551 Kwh. en promedio.

Consumos Medios (kWh/Usuario)	
Sector	Año 2001
Doméstico	149
Comercial	327
Servicios	3,891
Agrícola	6,489
Med. Industria	37,133
Gran Industria	5,907,551

Fuente: Elaboración propia con base en información obtenida de <http://www.cfe.gob.mx/>

La diferencia de demanda entre los sectores domésticos e industriales es enorme, de allí que mientras para los primeros se requiere de redes de distribución de baja tensión, para los últimos su abastecimiento es con las redes de transmisión de alta y media tensión.

Considerando que los consumidores residenciales al demandar pequeñas cantidades de energía en comparación con los de servicios, agrícolas y aún más los industriales, requieren de una extensa red de distribución de baja tensión, es de suponerse que los costos medios de suministrar la energía eléctrica sean mayores en los consumidores domésticos que en los demás.

De esta manera, comparando el siguiente cuadro de costos con el anterior de consumo medio se observa que a mayor nivel de consumo medio, menor costo medio. Lo cual resulta lógico, con lo que se señaló anteriormente en el sentido de que a menor tensión de suministro se requiere mayor extensión de redes, de tal manera que a los consumidores industriales se les atiende de manera directa con las redes transmisión de alta y media tensión, mientras que a los residenciales y comerciales se les suministra con las redes de distribución de baja tensión.

	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL
COSTO MEDIO TOTAL (PESOS POR Kwh)	0.909463591	0.931645744	1.295620548	1.447403584	1.486444068

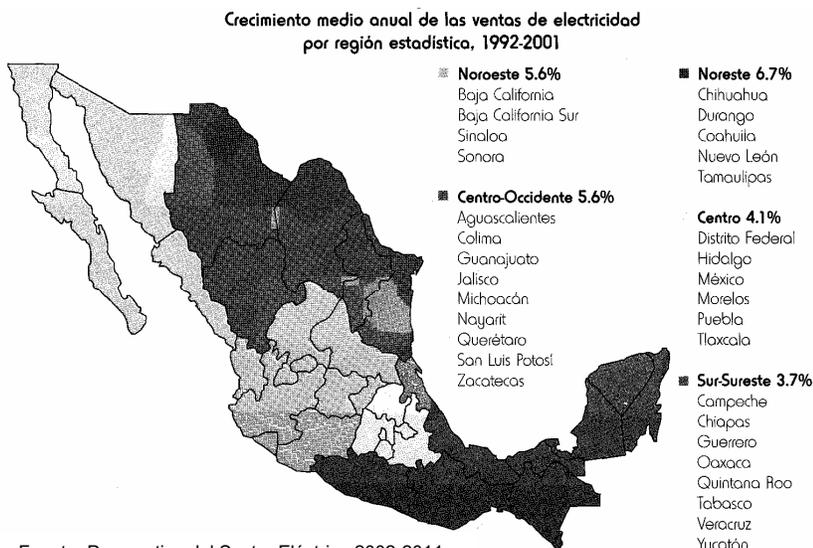
Fuente: Elaboración propia con base en metodología elaborada en Alberto Prieto Morales (2001). La Industria Eléctrica del Futuro en México. Soluciones a un Problema no Planteado, Editorial Porrúa, México.

I.2.2 DEMANDA REGIONAL

Si bien el SEN se encuentra conformado por nueve áreas eléctricas, el Gobierno Federal ha convenido establecer cinco regiones de venta de energía: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro, Sur-Sureste y Pequeños Sistemas. Las regiones con mayor consumo de energía en el 2001 fueron la Centro y la Noreste con 40,993 y 39,989 GWh, respectivamente.

“En el período que va de 1992 a 2001, el mayor crecimiento anual se observa en las regiones del norte del país con 6.7%. Esto se debe, a que registran climas extremos y desarrollos industriales con importantes incrementos en la demanda de energía eléctrica,

tales como: HYLSA, CEMEX, Cementos Portland, NAVISTAR (camiones), DELPHI, Peñoles, Ford Motor, y grandes sistemas



de bombeo agrícola.”¹ La región que presenta el menor aumento de consumo de electricidad es la Sur-Sureste con una tasa de crecimiento del 3.7%.

¹ Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011, Secretaría de Energía.

I.3 PRECIOS

“En lo que concierne a la aplicación de la política tarifaria, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, compete a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con la participación de las de Energía y Economía, y a propuesta de los suministradores públicos, fijar y ajustar las tarifas eléctricas.”²

De esta manera existen para el año del 2001 dos mecanismos vigentes para la fijación de tarifas eléctricas:

Precios administrados.- Mecanismo que nivela las tarifas de uso específico (residenciales, para bombeo agrícola y de servicios), consiste en aplicar un factor de ajuste mensual a los cargos³ de cada tarifa, de acuerdo con las expectativas inflacionarias del Gobierno Federal.

Fórmula de ajuste automático mensual.- Es un mecanismo que incorpora dos componentes, uno por la variación del precio de los combustibles utilizados en la generación eléctrica y otro de la inflación nacional. Se aplica a los cargos de las tarifas de uso general en baja, media y alta tensión (industriales y comerciales).

² Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010. Secretaría de Energía.

³ Los cargos representan los costos en que incurren los suministradores para producir electricidad, estos pueden ser de tres tipos: por energía, por demanda o fijos. Los de energía representan los costos de operación y mantenimiento necesarios para el suministro de energía. Los de demanda representan requerimientos de inversión necesarios para la generación y transmisión de la energía. Y los costos fijos son de comercialización de la energía.

De acuerdo a lo anterior, a las tarifas residenciales se les aplica un factor de ajuste mensual de 1.00682, que anualizado representa un aumento de 8.5% en el precio alrededor del año.

Por el lado de las tarifas agrícolas y de servicios aplican un factor mensual de 1.00526, que significa un incremento anual de 6.5%, similar al nivel de inflación esperada para el 2001.⁴

A las tarifas de los sectores industrial y comercial se les aplica el ajuste automático mensual.

Debe de señalarse que para efectos de la tensión de demanda de los consumidores se considera la siguiente clasificación:

Baja tensión.- Menor o igual a 1.0 kilovolts

Media tensión.- Mayor a 1.0 y menor o igual a 35 Kilovolts

Alta tensión.- Igual o mayor a 66 kilovolts y hasta 400

⁴ $8.5\% = 100((1.00682)^{12} - 1)$ y $6.5\% = 100((1.00526)^{12} - 1)$.

De manera concreta los precios de la energía eléctrica por sector de demanda se aplican mediante la siguiente estructura:

Tarifas domésticas	
Tarifa 1	Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.
Tarifa 1a	Temperatura media mensual de verano mayor a 25 grados centígrados como mínimo. Se aplica a los seis meses más cálidos, a los restantes seis se les aplica la tarifa 1.
Tarifa 1b	Temperatura media mensual de verano mayor a 28 grados centígrados como mínimo. Se aplica a los seis meses más cálidos, a los restantes seis se les aplica la tarifa 1.
Tarifa 1c	Temperatura media mensual de verano mayor a 30 grados centígrados como mínimo. Se aplica a los seis meses más cálidos, a los restantes seis se les aplica la tarifa 1.
Tarifa 1d	Temperatura media mensual de verano mayor a 31 grados centígrados como mínimo. Se aplica a los seis meses más cálidos, a los restantes seis se les aplica la tarifa 1.
Tarifa 1e	Temperatura media mensual de verano mayor a 32 grados centígrados como mínimo. Se aplica a los seis meses más cálidos, a los restantes seis se les aplica la tarifa 1.

Tarifas comerciales	
Tarifa 2	Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.
Tarifa 3	Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.
Tarifa 7	Esta tarifa se aplica a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitan y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

Tarifas para servicios públicos	
Tarifa 5	Esta tarifa sólo se aplica al suministro de energía eléctrica para el servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos. En las zonas conurbanas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara.
Tarifa 5a	Esta tarifa sólo se aplica al suministro de energía eléctrica para servicio a semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos en todo el país exceptuándose las circunscripciones que rige la tarifa 5.
Tarifa 6	Esta tarifa se aplica al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

Tarifas para servicio agrícola	
Tarifa 9	Esta tarifa se aplica exclusivamente a los servicios en baja tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.
Tarifa 9m	Esta tarifa se aplica exclusivamente a los servicios en media tensión que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

Tarifas para servicio industrial	
Tarifa om	Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW.
Tarifa hm	Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.
Tarifa hs	Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

Tarifas para servicio industrial	
Tarifa hs-l	Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.
Tarifa ht	Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.
Tarifa ht-l	Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

En este apartado no se incorporan los precios en niveles monetarios ya que en el siguiente capítulo se analiza con detalle la metodología utilizada para el desarrollo del modelo de precios Ramsey, y se describe los precios utilizados (precios medios) y su tratamiento. Por lo tanto, la intención hasta el momento fue sólo mostrar como se asignan los precios a cada una de las tarifas por parte de las autoridades responsables.

II. MARCO TEÓRICO

II. MARCO TEÓRICO

II.1 MONOPOLIO

El supuesto fundamental del funcionamiento de los mercados en el contexto del análisis microeconómico tradicional es el de competencia perfecta, en donde existe una gran cantidad de oferentes y demandantes, con información completa y simétrica, por lo cual ninguno de los agentes económicos tiene poder para fijar el precio. Ante estas condiciones se da el intercambio en un marco de eficiencia, donde por un lado los consumidores maximizan su utilidad y por el otro, los productores su beneficio económico.

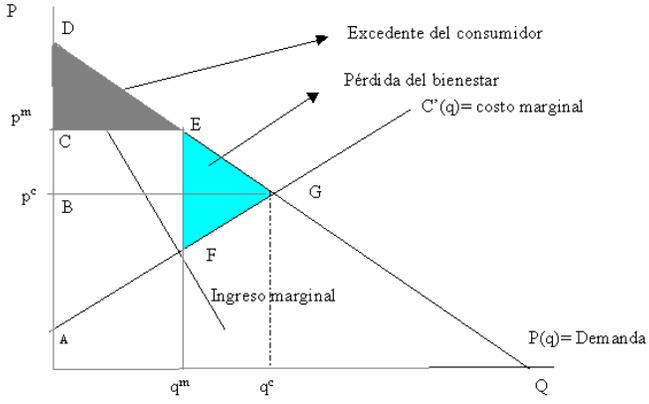
Las dificultades surgen cuando no se da una estructura de mercado como la anterior, tal es el caso de la industria eléctrica mexicana, la cual se compone de dos empresas propiedad del estado que mantienen prácticamente el control sobre la generación, transmisión, distribución y suministro de la energía eléctrica.

Por otro lado, existe una gran cantidad de consumidores que se agrupan en cinco bloques: residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial, y a su vez se subdividen en 20 grupos tarifarios. Por lo tanto, se tiene un monopolio en el mercado eléctrico, lo cual conlleva por naturaleza a la existencia de ineficiencias en el establecimiento de precios y que a su vez se manifiesta en una mala asignación de recursos.

El monopolio es una estructura industrial que ocasiona un precio mayor al de competencia perfecta y una cantidad producida menor. Bajo condiciones competitivas, el nivel de producción sería aquel en donde se iguala el precio con el costo medio y marginal de largo plazo. En esta situación, los productores recuperan sus costos y los consumidores maximizan su bienestar.

Sin embargo, con monopolio el productor maximiza sus beneficios cuando el ingreso marginal es igual al costo marginal, provocando una transferencia del bienestar del consumidor al

productor, pérdida irre recuperable de eficiencia y en general un nivel de bienestar social menor que bajo condiciones de competencia perfecta.⁵ Como



puede observarse en la gráfica de junto el precio de monopolio es mayor que el precio en situación competitiva ($p^m > p^c$) y la cantidad de monopolio menor a la de competencia perfecta ($q^m < q^c$). La pérdida irre recuperable de eficiencia se muestra por el triángulo *EFG*, el excedente del consumidor por el área *CDE* y el beneficio del monopolista por el trapecio *ACEF*.⁶

⁵ Andreu Mas-Colell, Michael D. Whinston y Jerry R. Green. (1995). Microeconomic Theory. Oxford University Press, New York, New York, pp. 384-387.

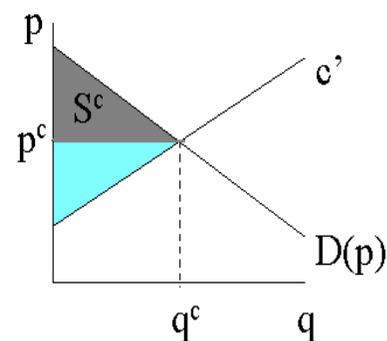
⁶ Jean Tirole (1990). La Teoría de la Organización Industrial. Editorial Ariel, Barcelona, España, pp. 105-109.

Además, existe la posibilidad de que un monopolio ofrezca los productos con un nivel de calidad menor al de la competencia perfecta, aunque esto no es del todo claro, ya que depende de la naturaleza de la demanda y de los costos de la empresa.⁷

Asimismo, el monopolio no es aceptador de precios, sino lo contrario, fijador, por lo que es capaz de aplicar discriminación cuando enfrenta distintos tipos de consumidores, es decir, vender bienes idénticos a diferentes precios, obteniendo de esta manera un mayor nivel de rentabilidad. Pudiéndolo llevar al extremo con la aplicación de discriminación perfecta, en donde el monopolista aplica un precio que le permite extraer la totalidad del excedente al consumidor, aunque el excedente social no se ve mermado ya que es igual al excedente del monopolista.

En la grafica siguiente se puede observar esta situación. Considerando que el monopolista cobra una tarifa en dos partes $T(q) = A + pq$ y suponiendo que para poder comprar al precio p^c el consumidor debe

pagar una cantidad fija, dicha cantidad fija puede crecer hasta S^c/n sin afectar la decisión de comprar de los consumidores. Por lo tanto, el beneficio neto del monopolista es: $\Pi = S^c + p^c q^c - C(q^c)$, que no es otra cosa que el excedente social.



⁷ Véase Tirole (1990), op. cit., pp. 203-209.

No obstante, la aplicación de discriminación de precios no siempre es una estrategia adecuada para el monopolista cuando existe la posibilidad de arbitraje entre los distintos compradores, o bien cuando los consumidores se puedan revelar como de otro tipo respecto al que realmente son.⁸

En general podemos distinguir entre dos tipos de monopolio. Por un lado, el monopolio natural que se presenta cuando, dado un nivel de demanda, la producción de un bien o servicio minimiza el costo de producción, por lo cual es imposible para otra empresa entrar al mercado.

Y por el otro, el monopolio legal, que es aquel en donde la firma tiene el privilegio exclusivo concedido por el Estado de ofrecer un producto o servicio, como el caso de la industria eléctrica mexicana, lo cual no significa que no pueda considerarse como monopolio natural.⁹

A la luz de las diversas propuestas que han surgido para la privatización de la industria eléctrica mexicana, resulta apropiado identificar las características que debería tener la estructura de precios con una oferta regulada, ya sea estatal o privada, a fin de maximizar la utilidad de los consumidores y de garantizar cierto nivel de rendimiento a la industria que le permita su apropiado funcionamiento.

⁸ Consúltese Tirole (1990), op. cit., pp. 203-209.

⁹ Armando Nevárez Sida (2001). Regulación Económica de la Transmisión de Energía Eléctrica en México. Tesina de Maestría. CIDE, México D. F., pp. 16.

Ante esta situación, se propone realizar el cálculo de los precios Ramsey para las tarifas de energía eléctrica en México, los cuales se consideran como la mejor alternativa (desde el punto de vista de la eficiencia económica, más no de la distribución del ingreso) cuando no se dispone de los mecanismos de mercado que nos permitan cumplir la regla básica de la competencia perfecta: precio igual a costo marginal.

Aunque se ha venido diciendo que la organización de la industria eléctrica en monopolios integrados verticalmente ha dejado de ser indispensable, dado que las innovaciones tecnológicas han permitido plantas eficientes de ciclo combinado con la utilización de gas natural, que les posibilita producir electricidad con costos menores de construcción y operación, esto no es del todo claro, ya que este combustible ha venido presentando serias fluctuaciones en su precio, además de que es un recurso natural no renovable. En lo correspondiente a la transmisión y distribución de la electricidad, se considera que dado el tamaño de operación de las líneas y los importantes montos de inversión para su construcción, deberían permanecer como actividades monopólicas bajo regulación pública.

De cualquier manera, el estudio posterior se hará bajo el supuesto de la existencia de un monopolio integrado verticalmente, ya que es como funciona en la actualidad, por lo que resulta conveniente presentar las principales soluciones teóricas que se tienen al respecto, para que a continuación se profundice en el modelo de precios Ramsey, el cual será la plataforma teórica en donde se cimentarán los análisis y conclusiones que se desprendan de este trabajo.

II.2 SOLUCIONES DE POLÍTICA

La existencia de monopolio requiere de la aplicación de diversos instrumentos de política que garanticen su óptimo funcionamiento, de tal manera que se afecte en lo menos posible a los consumidores y en general se maximice el bienestar social. A continuación se describen las soluciones que la teoría de la regulación ofrece para ordenar el desempeño de una estructura productiva monopólica, en donde por supuesto se encuentra el esquema de precios Ramsey, lo que nos permite ubicarlo teóricamente.

II.2.1 Precio ideal

Resulta obvio que la primera solución de eficiencia es la de precio igual a costo marginal. Esta solución es la que se conoce como *primer mejor*, la cual surge del modelo microeconómico básico que ignora problemas en los mercados como las externalidades y los bienes públicos.¹⁰

¹⁰ W. Kip Viscusi, John M. Vernon y Joseph E. Harrington (2000). *Economics of Regulation and Antitrust*. Tercera edición, MIT Press, pp. 344-345 y Juan Rosellón (2000). *Alternativas de la Regulación de Precios en el Sector Eléctrico Mexicano*, en Ramiro Tovar Landa (compilador) *Reforma Estructural del Sector Eléctrico Mexicano*. ITAM, México D.F. pp.48.

II.2.2 Precio-costo marginal lineal¹¹

Esto sucede cuando al producir la cantidad óptima Q^* el precio que se cobra es igual al costo marginal, pero no alcanza a cubrir los costos medios. Es este caso, si desde el punto de vista social es óptimo que se consuma ese nivel de cantidad Q^* , cualquier empresa necesitará de un subsidio para continuar produciendo sin incurrir en pérdidas.

La única solución correcta es que el gobierno aplique un subsidio a través de un impuesto de suma cero, es decir, un impuesto que no distorsione otras decisiones en la economía. Sin embargo, existen argumentos en contra de la aplicación de políticas de este tipo ya que en general los impuestos provocan ineficiencias en los mercados, además de que si los directivos de las empresas saben que van a ser cubiertas sus pérdidas por medio de subsidios, no tienen incentivos a ejercer un control mayor para reducir los costos.

II.2.3 Precios no lineales¹²

Se aplica igual en el caso de que el precio sea igual al costo marginal pero no alcance a cubrir el costo medio. La solución se da mediante una tarifa en dos partes que consiste en un costo fijo o cuota por cada consumidor más un precio por unidad consumida.

¹¹ Consúltese Viscusi (2000), op. cit., pp. 345-348.

¹² Consúltese Viscusi (2000), op. cit., pp. 348-350.

Si el precio es igual al costo marginal, la parte fija serviría para cubrir la diferencia entre el costo medio y el precio. Por lo tanto, la empresa termina cubriendo sus costos medios, vende a un precio igual al costo marginal más una cuota fija y se produce la cantidad óptima.

II.2.4 Teoría del Agente Principal

Cuando existe información asimétrica entre el regulador y la empresa se tiene como opción el *tercer mejor* que tiene su origen en la teoría del agente principal. De acuerdo con esta teoría desarrollada por Laffont y Tirole, el principal (regulador) está menos informado que el agente (propietario de la empresa) acerca de las condiciones de operación por la empresa. De manera puntual, la empresa tiene mejor información que el regulador acerca de la estructura de costos. El regulador trata de inducir a la empresa a que tome sus decisiones de precios, producción e inversión de acuerdo con el interés público, dadas las condiciones de costo existentes, sin embargo, el propietario tratará de maximizar sus utilidades monopólicas.

El resultado esencial de esta teoría es que el regulador establecerá mecanismos de transferencia a fin de que la empresa revele sus verdaderos costos y de esta manera se maximice el bienestar social y el monopolista no obtenga beneficios negativos.¹³

¹³ Para un análisis formal véase John Vickers y George Yarrow (1988). Un Análisis Económicos de la Privatización. FCE, México, pp.119-124.

II.3 PRECIOS RAMSEY

En su artículo publicado en 1927, Frank Ramsey sugiere un método de precios el cual es aplicable a monopolios naturales multiproducto que incurren en pérdidas al no alcanzar a cubrir sus costos medios.¹⁴ El sistema de precios de Ramsey es un conjunto de precios lineales que resulta de la maximización de la utilidad del consumidor sujeta a la restricción de que los costos totales sean iguales a los ingresos totales o se obtenga cierto nivel de rentabilidad. De esta manera se minimiza la pérdida del peso muerto y por lo tanto se maximiza el bienestar social.

Se supone la existencia de una empresa multiproducto en el sentido de que se enfrenta a diferentes grupos de demanda con elasticidades diversas. Asimismo se asume que las demandas son independientes, es decir, la cantidad demandada de X_i sólo depende de P_i . Entonces, para el caso de la demanda agregada de todos

los grupos tenemos: $\bar{X}(\bar{P}) = \sum_{i=1}^n X_i(P_i)$ y $\frac{\partial X_i}{\partial P_i} < 0$, $\frac{\partial X_i}{\partial P_{j \neq i}} = 0$.

El problema de optimización se puede poner como: maximizar la función de utilidad indirecta $V(\bar{P})$ sujeta a la restricción $\sum_{i=1}^n [P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i))] \geq R$, donde R son los ingresos totales netos, es decir, no se incurre en pérdida por parte de la empresa, y \bar{P} es el vector de precios.

¹⁴ Consúltense Viscusi (2000), op. cit., pp. 350-353.

Planteando el Lagrangiano:¹⁵

$$L = V(\bar{P}) + \lambda \left(\sum_{i=1}^n [P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i))] - R \right)$$

Derivando con respecto a P_i y λ para encontrar las condiciones de primer orden se tiene:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = -X_i + \lambda (P_i - C_i') X_i' + \lambda X_i = 0 \quad 16$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^n P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i)) - R = 0$$

$$\sum_{i=1}^n P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i)) = R$$

Donde:

$$X_i' = \frac{\partial X_i}{\partial P_i} \text{ y } C_i' = \frac{\partial C_i}{\partial X_i}$$

Reordenando términos:

$$(P_i - C_i') = \frac{X_i(1-\lambda)}{\lambda X_i'} ; \text{ Dividiendo entre } P \text{ y haciendo } \alpha = \frac{1-\lambda}{\lambda} , \text{ tenemos}$$

$$\frac{P_i - C_i'}{P_i} = \frac{\alpha}{\mathcal{E}_i} , \text{ y } P_i = \frac{C_i'}{1 - \frac{\alpha}{\mathcal{E}_i}}$$

Donde: $\mathcal{E}_i = X_i' \frac{P_i}{X_i}$ = Elasticidad precio de la demanda de la mercancía i .

¹⁵ Para un análisis formal del Modelo de Ramsey consulte Andreu Mas-Colell, Michael D. Whinston y Jerry R. Green. (1995). Op. cit., pp. 819-820.

¹⁶ De acuerdo con la Identidad de Roy $X_i = d(P_i) = -\frac{\partial V}{\partial P_i}$, donde d hace referencia a la función de demanda Marshalliana. Para una referencia más amplia véase Walter Nicholson (1997). Teoría Microeconómica. Principios Básicos y Aplicaciones. McGraw-Hill, Chile, pp.109.

El efecto neto de los precios Ramsey es simplemente reducir el porcentaje de beneficio marginal en cada unidad vendida hasta el punto en que los ingresos totales son iguales a los costos totales o a un cierto nivel de rendimiento. El requerimiento central es que esta reducción deba de ser la misma fracción para cada una de las unidades.

La uniformidad de este porcentaje de beneficio marginal es lo que se conoce como la regla de precios Ramsey. α es llamado el *Número Ramsey* entendida como la fracción de beneficio marginal del monopolio, la cual es común para cada una de las unidades. En casos extremos en que $\alpha=1$ tenemos la solución característica de

monopolio $\frac{P_i - C_i'}{P_i} = \frac{1}{\mathcal{E}_i}$; y cuando $\alpha=0$ $\frac{P_i - C_i'}{P_i} = \frac{0}{\mathcal{E}_i}$ es la solución $P_i = C_i'$ de una

empresa regulada que no tiene la obligación de un requerimiento de beneficio y sólo obtiene un precio igual al costo marginal. Típicamente el número Ramsey se encuentra en el siguiente parámetro: $0 \leq \alpha \leq 1$.¹⁷

Los precios Ramsey son una generalización tanto del caso del precio del monopolio como el caso del precio-costo marginal, y entre esos dos extremos existe un espectro de posibilidades que corresponden a los varios requerimientos de beneficios netos que la empresa tenga.

¹⁷ Robert B. Wilson (1993). *Nonlinear Pricing*. Oxford University Press, New York, Oxford, pp.98-108.

Por lo tanto, los beneficios marginales serán altos conforme crezca el parámetro α , dependiendo si los costos fijos son altos, y los beneficios serán nulos cuando se llega a la eficiencia completa si el precio es igual al costo marginal.

De acuerdo con la fórmula de Ramsey $\frac{P_i - C_i'}{P_i} = \frac{\alpha}{\mathcal{E}_i}$ el margen del precio sobre el

costo marginal es mayor conforme menor es la elasticidad de la demanda, es decir, a menor elasticidad de la demanda mayor precio y a mayor elasticidad de la demanda menor precio.

De las condiciones de primer orden se desprende $P_i = \frac{C_i'}{1 - \frac{\alpha}{\mathcal{E}_i}}$, el cual se sustituye

después en la restricción $\sum_{i=1}^n [P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i))] = R$, quedando por lo tanto toda la ecuación en términos de α . Encontrando α se procede a calcular los precios y las cantidades de cada una de las X_j .

Al sistema de precios de Ramsey se le considera dentro de la teoría de la regulación como el *segundo mejor*, es decir, la mejor alternativa cuando no se puede asegurar que el precio sea igual al costo marginal.¹⁸

¹⁸ Véase Juan Rosellón (2000). Op. cit., pp. 48.

Para el caso de los mercados de energía eléctrica, el modelo de Ramsey en ocasiones suele conducir a que los precios ajustados sean más altos para los consumidores con menor ingreso, ya que presentan una elasticidad relativamente menor, lo que originaría que se les cargara una proporción mayor de los costos fijos aunque la asignación de los recursos sea eficiente.¹⁹ Sin embargo, se debe de considerar que los costos medios por cada sector de demanda no necesariamente son iguales, ya que como se dijo en el capítulo anterior, los costos medios dependen en manera directa del tamaño de red que se utiliza para suministrar la energía eléctrica a cada tipo de usuario.

¹⁹ Véase Alberto Prieto Morales (2001). Op. cit., pp. 154-155.

III. ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS RAMSEY

III. ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS RAMSEY

Una vez que se ha revisado el marco teórico y habiendo ubicado el modelo de precios Ramsey dentro de la teoría de la regulación, lo que procede es puntualizar la forma en como se adoptará este enfoque para el cálculo de los precios respectivos de energía eléctrica en México. Y de esta manera hacer la presentación de los resultados y su análisis.

Primeramente, es necesario identificar con claridad la metodología que se utilizará para el cálculo de los precios Ramsey, así como las variables necesarias para la solución del problema de optimización.

Recordando la solución encontrada anteriormente se tiene que: $P_i = \frac{C_i'}{1 - \frac{\alpha}{\mathcal{E}_i}}$ y

$$\sum_{i=1}^n [P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i))] - R \geq 0.$$

Como puede observarse la variable central a encontrar es el precio Ramsey correspondiente a cada tipo de mercancía, de manera colateral se encuentra también la cantidad producida respectiva. Pero antes se tienen que hallar las variables explicativas del modelo, en este caso se trata del costo marginal, la elasticidad precio de la demanda de cada mercancía y su función de demanda correspondiente.

III.1 CALCULO DE COSTOS

Tal como lo plantea el modelo, para el cálculo de los precios Ramsey se necesita del costo marginal de cada una de las mercancías. No obstante, en el contexto de un análisis de largo plazo, los costos medios de corto y largo plazo son iguales a los costos marginales de corto y largo plazo, por lo tanto se utilizará el costo medio como una aproximación al costo marginal, sin que ello implique pérdida de rigor analítico.²⁰

De acuerdo con (Prieto, Alberto)²¹, los costos de producción en los que incurre una empresa para la producción de electricidad se pueden agrupar en cuatro bloques:

Costos de demanda.- Son los relacionados con el costo de capital o de propiedad, llamados también costos fijos. Todas las etapas del proceso (producción, transmisión y distribución) tienen componentes de estos costos.

Costos de energía.- Relacionados con el costo de operación para producir energía. Están integrados principalmente por el consumo del combustible y la mano de obra de la operación de las centrales durante el proceso de producción de energía eléctrica.

²⁰ Para una referencia más amplia véase Walter Nicholson , op. cit.,1997, pp. 243.

²¹ Consúltese Alberto Prieto Morales (2001), op. cit., pp. 170-177.

Costos del cliente.- Relacionados con los servicios que la empresa tiene que prestar al usuario para la medición, facturación y otros costos relacionados con el servicio al cliente.

Costos relativos a los ingresos.- Son aquellos que se generan por el pago de los impuestos, tales como el impuesto sobre la renta.

De manera general los costos incurridos durante las etapas de producción, transmisión y distribución se pueden considerar en las categorías de demanda y energía. La etapa de comercialización que tiene que ver con la facturación y cobranza genera costos del cliente. Y por último, los costos relativos a los ingresos aglomeran la operación completa de la empresa.

De igual manera, se agrupan cinco clases de clientes y tarifas: industrial, agrícola, servicios, comercial y residencial. Lo que permite obtener los costos totales para cada uno de estos grupos.

Se realiza un prorrateo de los costos de demanda, energía, cliente e ingresos entre las cinco clases de clientes y tarifas anteriores. En este punto se debe señalar que el estudio de costos realizado por Prieto se refiere al año de 1999, pero para efectos del presente trabajo se ha supuesto que la estructura porcentual de costos por él propuesta no haya variado entre ese año y el 2001 (el cual se ha tomado como de referencia).

Siguiendo la metodología de Prieto y con base en el estado de resultados de la Comisión Federal de Electricidad del año 2001²² se procedió al cálculo respectivo de los costos medios para cada uno de los sectores de demanda correspondientes.²³

	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL
COSTO MEDIO TOTAL (PESOS POR Kwh)	0.909463591	0.931645744	1.295620548	1.447403584	1.486444068

Como puede observarse, los costos son mayores para aquellos sectores de demanda que requieren de menos carga. Si en general los costos de generación son iguales para todos los sectores, entonces, el diferencial proviene de la red de transmisión y distribución que se necesita para hacer llegar la electricidad de las plantas a los centros de consumo.

Se considerará que los costos medios de cada uno de los sectores de demanda serán iguales para cada una de las tarifas que en ellos se contiene. Por ejemplo, el costo medio industrial de 0.90946 será aplicable a las tarifas OM, HM y las demás que caigan en este bloque. Y así para las otras tarifas que se incluyen en sus sectores respectivos.

²² Se ha considerado únicamente el estado de resultados de la CFE al no disponer de la información correspondiente para Luz y Fuerza del Centro. Esta situación no afecta la veracidad de los resultados obtenidos, ya que Luz y Fuerza sólo participa con el 2% de la generación de electricidad en el país, además el 95.6% de las líneas de transmisión corresponden a la CFE. Tomando en cuenta que las líneas de distribución utilizadas por LFC son similares a las de CFE, entonces los costos obtenidos para CFE son también una buena aproximación a los costos medios de LFC y de la industria eléctrica en su conjunto.

²³ Para la presentación de los cuadros de costos propuestos por Prieto y la adecuación para el presente trabajo consúltese el **anexo I**. De igual manera aquí se encontrará el estado de resultados de la CFE.

Además, para efectos de un mejor análisis, se procedió a realizar algunas agrupaciones de tarifas que pertenecen a un mismo sector, quedando de esta manera las siguientes tarifas con sus costos medios respectivos:

TARIFA	COSTO MEDIO TOTAL (PESOS POR Kwh)
1	1.4864440681
1A	1.4864440681
1B	1.4864440681
1C	1.4864440681
D-E	1.4864440681
2-3	1.4474035844
7	1.4474035844
5-5A	1.2956205477
6	1.2956205477
9-9M	0.9316457436
OM-HM	0.9094635915
HS	0.9094635915
HS-L	0.9094635915
HT	0.9094635915
HT-L	0.9094635915

Se ha tenido cuidado en la integración de las tarifas, por ello se agruparon las tarifas domésticas D y E bajo dos consideraciones:

1. Dichas tarifas (D y E) se aplican a localidades donde la temperatura media mínima de verano es de 31 y 32 grados centígrados, respectivamente, lo que representa una diferencia marginal en cuanto a los parámetros de temperatura establecidos.

2. Cuando surge la tarifa E en mayo de 1995 se da una sensible caída en la demanda de la tarifa D, lo que hace suponer que, la primera se llevó consumidores que antes pertenecían a la segunda, de allí que se considerará la tarifa integral.

En lo que corresponde a las tarifas comerciales 2 y 3, ambas son de baja tensión, por lo que no se observa ninguna dificultad en su agrupamiento. Dejando sola a la tarifa 7, ya que corresponde a servicios temporales con una dinámica diferente.

Por lo que toca a las tarifas de servicios públicos 5 y 5-A, se aplican a servicios de alumbrado público, la primera para las zonas conurbanas de Monterrey, Guadalajara y D.F., mientras que la segunda para el resto del país. Sin embargo, hasta diciembre de 1989 sólo se utilizaba la tarifa 5 y cuando surge la tarifa 5-A en el siguiente mes, se da una baja sensible en el consumo de la primera. Por estas razones, se considera que las dos se comportan de la misma manera y por ello fue pertinente agruparlas.

En lo referente a las tarifas agrícolas 9 y 9M, hasta diciembre de 1996 sólo existía la tarifa 9 y al siguiente mes surge la 9M, mostrándose una baja considerable en el consumo de la tarifa 9. Aunque la primera es para baja tensión y la segunda para media, se supone que siguen un comportamiento similar ya que ambas son para bombeo agrícola.

Finalmente, las tarifas industriales OM y HM surgen en enero de 1992 junto con las demás de ese grupo, son aplicables a consumos de media tensión por lo que se supone también que tienen un comportamiento similar.

Una vez concluido el tema de los de costos, ahora corresponde encontrar los demás insumos para la resolución del problema de maximización planteado. Por ello, el siguiente apartado se conforma por el cálculo de las elasticidades precio de la demanda de las tarifas consideradas, así como de sus funciones de demanda correspondientes.

III.2 ESTIMACIÓN DE LAS FUNCIONES DE DEMANDA Y DE LAS ELASTICIDADES PRECIO

Primeramente se tuvo que identificar la forma funcional de las ecuaciones de demanda de cada una de las tarifas señaladas, por lo que se decidió establecer funciones de demanda de tipo doble logarítmica $\ln q_i = a - b \ln p_i$ ²⁴, en donde a representa a la constante, p es el precio y q la cantidad. Además de que la relación entre precio y cantidad demandada se ajustan adecuadamente a esta forma funcional, nos permite obtener de manera directa la elasticidad precio de la demanda representada por el parámetro b .

Las series estadísticas de cantidad demandada y precio se obtuvieron de manera directa en la Comisión Federal de Electricidad. La cantidad está expresada en términos de kilowatts hora y los precios en pesos constantes²⁵, ambos en datos anuales.

²⁴ Recuérdese que la elasticidad precio de la demanda es igual a: $\varepsilon = -\left(\frac{\partial q}{\partial p}\right)\left(\frac{p}{q}\right)$, y de la ecuación $\ln q_i = a - b \ln p_i$ tenemos que derivando todo respecto de p : $\frac{\partial q}{\partial p} \frac{1}{q} = -b \frac{1}{p}$ y $-\frac{\partial q}{\partial p} \frac{p}{q} = b$, que no es otra cosa que la elasticidad precio de la demanda, la cual permanecerá constante.

²⁵ En el **anexo II** se encuentra la explicación de cómo se deflataron los precios y las series estadísticas utilizadas.

Como se verá en el anexo II, algunas ecuaciones requirieron la agregación de otras variables como el PIB en términos reales, la tendencia o tiempo, variables autorregresivas (AR) y de medias móviles (MA), de manera tal que recogieran los desplazamientos de las funciones de demanda sobre el tiempo y eliminen problemas de autocorrelación. De igual manera, en algunos casos se incorporan formas funcionales con las variables p y q rezagadas, sin embargo, esto no representa ningún problema ya que lo que se quiere es encontrar su relación en un contexto de largo plazo.²⁶

Con base en los señalamientos previos y la aplicación de herramientas econométricas se corrieron las regresiones correspondientes para encontrar los parámetros de cada una de las ecuaciones de las tarifas, aplicándose una ecuación por cada tarifa de manera independiente²⁷.

Antes de presentar las ecuaciones y elasticidades, se debe señalar que su análisis correspondiente se hará de manera conjunta con los costos medios al calcular los precios Ramsey en el siguiente apartado, por esta razón sólo se pondrán en este inciso los valores correspondientes, sin adentrarse en mayor explicación.

²⁶: Para ilustrar esta parte, supongamos que la forma funcional que se encuentra es la siguiente: $\ln q = c + a \ln q_{-1} - b \ln p - d \ln p_{-1}$, dado que en el largo plazo $\ln q = \ln q_{-1}$ y $\ln p = \ln p_{-1}$, entonces la ecuación toma la forma: $(1 - a) \ln q = c - (b + d) \ln p$, quedando $\ln q = \alpha - \beta \ln p$, donde $\alpha = \frac{c}{1 - a}$ y $\beta = \frac{b + d}{1 - a}$, la única condición que se tiene que cumplir es que $\beta > 0$ y tenemos de esta forma una función de demanda como las que se proponen en el presente trabajo. Se debe tener esto presente, ya que es la metodología que se siguió en gran parte de las ecuaciones para encontrar la elasticidad precio de la demanda.

²⁷ En el **anexo III** se encontrarán los resultados que arroja el paquete Eviews.

De lo anterior surgen las siguientes ecuaciones y sus respectivas elasticidades precio.²⁸

Tarifa	Ecuación	Elasticidad
1	$\ln Q = C - 2.3268 \ln P$	2.3268
1A	$\ln Q = C - 1.5257 \ln P$	1.5257
1B	$\ln Q = C - 0.4785 \ln P$	0.4785
1C	$\ln Q = C - 0.6823 \ln P$	0.6823
1DE	$\ln Q = C - 0.5107 \ln P$	0.5107
2-3	$\ln Q = C - 2.8599 \ln P$	2.8599
7	$\ln Q = C - 0.0846 \ln P$	0.0846
5-5A	$\ln Q = C - 0.1124 \ln P$	0.1124
6	$\ln Q = C - 0.1029 \ln P$	0.1029
9-9M	$\ln Q = C - 0.3988 \ln P$	0.3988
OM-HM	$\ln Q = C - 2.7339 \ln P$	2.7339
HS	$\ln Q = C - 0.4216 \ln P$	0.4216
HSL	$\ln Q = C - 0.9665 \ln P$	0.9665
HT	$\ln Q = C - 1.2073 \ln P$	1.2073
HTL	$\ln Q = C - 1.5190 \ln P$	1.5190

²⁸ Como se observa en las ecuaciones, se han agrupado en el término de la constante C (sin valor numérico específico) todos los demás elementos que no tengan relación con el precio, aunque ello implique que no se identifique el efecto de las otras variables, como se verá más adelante, esta estrategia facilita el cálculo de los precios Ramsey sin pérdida de rigor analítico.

III.3 CÁLCULO DE LOS PRECIOS RAMSEY

Como se habrá podido observar, ya se cuenta con los elementos suficientes para dar la solución al modelo de precios de Ramsey. Se dispone de los costos medios, las elasticidades precio de la demanda y sus formas funcionales.

Partiendo de las condiciones de primer orden tenemos que:

$$P_i = \frac{C_i'}{1 - \frac{\alpha}{\varepsilon_i}} \text{ y } \sum_{i=1}^n [P_i X_i(P_i) - C_i(X_i(P_i))] - R \geq 0.$$

Dado que conocemos a $C_i' = C_m e_i$ y ε_i , entonces P_i , queda sólo en términos de

α , $P_i(\alpha)$. Además, el ingreso total $\sum_{i=1}^n P_i X_i(P_i)$ y el costo total $\sum_{i=1}^n C_i(X_i(P_i))$

dependen en última instancia de P_i , por lo tanto toda la restricción de ingresos netos queda en función de α , tomando la forma:

$$\sum_{i=1}^n [P_i(\alpha) X_i(P_i(\alpha)) - C_i(X_i(P_i(\alpha)))] - R \geq 0$$

Por lo que α es el parámetro que se debe ajustar para encontrar la solución de las variables.

Asimismo, lo que se tiene que hacer es encontrar una solución de precios para un punto en el tiempo, en este caso el año 2001, el cual se ha tomado como referencia.

Considerando que se conocen las funciones de demanda (Q_i) de cada mercancía i , $\ln Q_i = C - \varepsilon_i \ln P_i$, donde ε_i es la elasticidad precio de la demanda de la mercancía Q_i y C es la constante que agrupa todos los demás términos que no tienen relación con el precio, asumamos que para el caso específico del año 2001, se conocen los valores de Q_i' y P_i' , por lo tanto para este año en particular la función de demanda toma la forma $\ln Q_i' = C - \varepsilon_i \ln P_i'$ 1, y lo que se quiere encontrar son los valores del precio Ramsey y su cantidad correspondiente, denotados por Q_i^r y P_i^r , teniéndose una ecuación de la forma: $\ln Q_i^r = C - \varepsilon_i \ln P_i^r$ 2.

Restando a la ecuación 2 la 1 se obtiene:

$\ln Q_i^r - \ln Q_i' = -\varepsilon_i (\ln P_i^r - \ln P_i')$, mediante la aplicación de las propiedades de los

logaritmos llegamos a la ecuación: $Q_i^r = Q_i' \left(\frac{P_i^r}{P_i'} \right)^{-\varepsilon_i}$, en donde Q_i' y P_i' , son la

cantidad y el precio medio de la mercancía i para el año del 2001, los cuales son datos conocidos y Q_i^r , P_i^r , son la cantidad y el precio Ramsey para ese mismo año, que son nuestras variables a estimar.

Una última consideración que se debe tener presente, es que se ha supuesto que exista una tasa de rentabilidad razonable para las empresas del sector eléctrico, del 10% sobre el volumen de ventas que resulten de los precios Ramsey y sus cantidades correspondientes. Con esta información estamos en condiciones de plantear la restricción final de ingresos netos:

$$\sum_{i=1}^{15} [P_i^r(\alpha) Q_i^r(P_i^r(\alpha)) - C_i(Q_i^r(P_i^r(\alpha)))] = 0.1 \sum_{i=1}^{15} P_i^r(\alpha) Q_i^r(P_i^r(\alpha)), \text{ la sumatoria va de}$$

1 a 15 ya que son 15 tarifas las consideradas, en donde $Q_i^r = Q_i \left(\frac{P_i^r}{P_i} \right)^{-\varepsilon_i}$ y

$$P_i^r = \frac{C_i'}{1 - \frac{\alpha}{\varepsilon_i}}, \text{ quedando al final todas las variables en términos de } \alpha.$$

En cuanto a Q_i' y P_i' , se considerarán las cantidades que la Comisión Federal de Electricidad vendió por tarifa y su precio medio en el año del 2001, asimismo se requiere de los costos medios que se han obtenido previamente, datos que se muestran en la siguiente tabla:

PARA 2001			
TARIFA	PRECIO MEDIO NOMINAL COBRADO POR CFE EN 2001 (PESOS POR Kwh)	COSTO MEDIO TOTAL NOMINAL EN 2001 (PESOS POR Kwh)	CANTIDAD EN Kwh
1	0.602384996	1.48644407	10958304000
1A	0.572202944	1.48644407	2419972000
1B	0.669442742	1.48644407	8396125000
1C	0.590203545	1.48644407	3308571000
D-E	0.561764333	1.48644407	6788111000
2-3	1.316414109	1.44740358	8501021000
7	2.260214715	1.44740358	16622000
5-5A	1.238351956	1.29562055	2953452000
6	0.866321523	1.29562055	1127850000
9-9M	0.313268132	0.93164574	7375731000
OM-HM	0.742716175	0.90946359	40505021000
HS	0.52289772	0.90946359	5805973000
HS-L	0.458246156	0.90946359	14711818000
HT	0.427678175	0.90946359	1476509000
HT-L	0.377261032	0.90946359	13247746000

Fuente: <http://www.cfe.gob.mx/>

Teniendo todos los insumos necesarios para llevar a cabo el cálculo de los precios Ramsey y sus cantidades, se procedió a estimar el valor de α mediante aproximaciones obteniéndose los siguientes cálculos:

Primeramente mostramos los datos de costo medio nominal, precio medio nominal y la elasticidad precio para cada tarifa.

TARIFA	COSTO MEDIO TOTAL NOMINAL EN 2001 (PESOS POR Kwh)	PRECIO MEDIO NOMINAL COBRADO POR CFE EN 2001 (PESOS POR Kwh)	ELASTICIDAD
1	1.4864440681	0.6023849955	2.32683165
1A	1.4864440681	0.5722029445	1.52573673
1B	1.4864440681	0.6694427423	0.47851800
1C	1.4864440681	0.5902035450	0.68232524
D-E	1.4864440681	0.5617643334	0.51070100
2-3	1.4474035844	1.3164141094	2.85985103
7	1.4474035844	2.2602147154	0.08457600
5-5A	1.2956205477	1.2383519559	0.11241000
6	1.2956205477	0.8663215233	0.10292400
9-9M	0.9316457436	0.3132681319	0.39875700
OM-HM	0.9094635915	0.6288988837	2.73398000
HS	0.9094635915	0.5228977202	0.42157300
HS-L	0.9094635915	0.4582461560	0.96651300
HT	0.9094635915	0.4276781753	1.20726000
HT-L	0.9094635915	0.3772610318	1.51900800

Como ya se ha señalado anteriormente, los costos medios tienden a ser mayores para las tarifas domésticas y comerciales. Esto se debe a que para hacer llegar la energía eléctrica de las plantas generadoras a los centros de consumo se necesita una red de transmisión y distribución más larga que la requerida para los consumidores de servicios públicos, agrícolas e industriales.

En el siguiente cuadro se observa la cantidad vendida por CFE en 2001 para cada tarifa, los costos totales nominales en que incurrió y los ingresos totales por la venta de estos montos de KwH.

TARIFA	CANTIDAD VENDIDA POR CFE EN 2001 EN KwH	COSTOS TOTALES NOMINALES EN 2001	INGRESOS TOTALES NOMINALES EN 2001
1	10,958,304,000	16,288,905,977	6,601,117,906
1A	2,419,972,000	3,597,153,024	1,384,715,104
1B	8,396,125,000	12,480,370,201	5,620,724,945
1C	3,308,571,000	4,918,005,737	1,952,730,333
D-E	6,788,111,000	10,090,147,330	3,813,318,651
2-3	8,501,021,000	12,304,408,267	11,190,863,989
7	16,622,000	24,058,742	37,569,289
5-5A	2,953,452,000	3,826,553,098	3,657,413,061
6	1,127,850,000	1,461,265,635	977,080,730
9-9M	7,375,731,000	6,871,568,392	2,310,581,472
OM-HM	40,505,021,000	36,837,841,871	25,473,562,493
HS	5,805,973,000	5,280,321,057	3,035,930,045
HS-L	14,711,818,000	13,379,862,835	6,741,634,046
HT	1,476,509,000	1,342,831,178	631,470,675
HT-L	13,247,746,000	12,048,342,656	4,997,858,325
TOTALES	127,592,826,000	140,751,636,000	78,426,571,064

En lo referente a la cantidad de energía vendida se observa que el sector industrial consumió en ese año casi el 60% del total, 24.39% el sector residencial, 7.75% el sector comercial, 3.79% el sector servicios y 4.75% el sector agrícola.

Otro punto a destacar es el valor de α de la solución de precios: $P_i^r = \frac{C_i^r}{1 - \frac{\alpha}{\mathcal{E}_i}}$, el

cual se estuvo aproximando de manera tal que nos permitiera encontrar los valores de los precios Ramsey. Tal como se señaló en el apartado teórico, este valor debería de estar en el siguiente parámetro $0 \leq \alpha \leq 1$, lo que se cumple teniendo un valor para α de 0.046091.

Con estas consideraciones fue posible dar solución al problema de maximización planteado obteniéndose los siguientes resultados:

Estos precios Ramsey resultan entonces de fijar un rendimiento del 10% sobre las ventas a las empresas y omitiendo la aplicación de cualquier subsidio. Es decir, bajo un esquema de eficiencia económica esta debería de haber sido la estructura tarifaria para el año del 2001.

TARIFA	PRECIO RAMSEY EN 2001 (PESOS POR Kwh)
1	1.5164835357
1A	1.5327472064
1B	1.6448807076
1C	1.5941280920
D-E	1.6339059755
2-3	1.4711130704
7	3.1808949212
5-5A	2.1960748760
6	2.3463707149
9-9M	1.0534064464
OM-HM	0.9250588845
HS	1.0211026338
HS-L	0.9550062092
HT	0.9455637835
HT-L	0.9379230506

En este cuadro lo que se muestra es que se cumple el margen de beneficio propuesto (10% sobre ventas), además de que la cantidad vendida bajo este contexto (57,035,370,135 Kwh) es menor a la que efectivamente se vendió (127,751,636,000 Kwh).

TARIFA	CANTIDAD CON PRECIOS RAMSEY EN 2001	INGRESOS CON PRECIOS RAMSEY	COSTOS CON PRECIOS RAMSEY	INGRESOS TOTALES-COSTOS TOTALES
1	1,278,699,978	1,939,127,464	1,900,715,998	38,411,467
1A	538,166,180	824,872,709	799,953,926	24,918,783
1B	5,460,789,480	8,982,347,263	8,117,158,129	865,189,134
1C	1,679,587,049	2,677,476,898	2,496,612,206	180,864,692
D-E	3,935,054,233	6,429,508,626	5,849,238,023	580,270,603
2-3	6,186,901,393	9,101,631,504	8,954,943,253	146,688,252
7	16,148,502	51,366,687	23,373,399	27,993,288
5-5A	2,769,248,737	6,081,477,576	3,587,895,565	2,493,582,011
6	1,017,921,589	2,388,421,406	1,318,840,126	1,069,581,280
9-9M	4,547,658,352	4,790,532,624	4,236,806,547	553,726,077
OM-HM	14,103,441,612	13,046,513,965	12,826,566,660	219,947,305
HS	4,378,684,996	4,471,086,782	3,982,254,583	488,832,200
HS-L	7,234,994,908	6,909,465,061	6,579,964,453	329,500,607
HT	566,560,123	535,718,734	515,265,804	20,452,929
HT-L	3,321,513,003	3,115,323,608	3,020,795,145	94,528,464
TOTALES	57,035,370,135	71,344,870,908	64,210,383,817	7,134,487,091
				10%

Así también, el volumen de ingresos con precios Ramsey (\$71,344,870,908) es menor respecto de los ingresos efectuados en ese año por CFE (\$78,426,571,064) pero en una pequeña proporción. Mientras que los costos totales si se reducen en una cuantía sustanciosa al pasar de \$140,751,636,000 a \$64,210,383,817 bajo el esquema de Ramsey.

Si bien la cantidad de energía es menor para cada una de las tarifas bajo el esquema de Ramsey, su participación porcentual respecto del total no varía significativamente, así lo muestra el siguiente cuadro:

GRUPOS TARIFARIOS	CONSUMO PORCENTUAL CON PRECIOS RAMSEY	CONSUMO PORCENTUAL EFECTIVO EN 2001
RESIDENCIAL	22.6%	24.39%
COMERCIAL	10.88	7.75%
SERVICIOS PÚBLICOS	6.64%	3.79%
AGRÍCOLA	7.97%	4.75%
INDUSTRIAL	51.91%	59.32%
TOTAL	100%	100%

Lo que se puede identificar es que bajo el modelo de Ramsey se lleva a cabo la generación de electricidad con mayor eficiencia, ya que permite una mejor asignación de los recursos al reducir de manera sustancial los costos y obtener casi el mismo volumen de ingresos, cobrando a cada tipo de consumidor lo que está dispuesto a pagar en función inversa con su elasticidad precio de la demanda.

Otro resultado importante que se obtiene, es que de acuerdo con la metodología planteada, el margen del precio sobre el costo, es mayor para aquellas tarifas que tienen una elasticidad menor. Tal como lo muestra el siguiente cuadro, a menor elasticidad mayor margen, cumpliéndose con esto las implicaciones teóricas adoptadas.

TARIFA	ELASTICIDAD	$\frac{P_i - C_i'}{P_i} = \frac{\alpha}{\epsilon_i}$
2-3	2.85985103	0.016116699
OM-HM	2.73398000	0.016858703
1	2.32683165	0.019808634
1.A	1.52573673	0.030209247
H-TL	1.51900800	0.030343064
HT	1.20726000	0.038178484
H-SL	0.96651300	0.047688295
1.C	0.68232523	0.067550421
1.D-E	0.51070100	0.090251159
1.B	0.47851800	0.096321052
HS	0.42157300	0.109331852
9-9M	0.39875700	0.115587581
5-5A	0.11241000	0.410028974
6	0.10292400	0.447819332
7	0.08457600	0.544969696

Por otro lado, considerando tarifas de un mismo grupo que tengan costos medios iguales, se observa que a menor elasticidad mayor precio Ramsey. Es decir, aquí juegan un papel trascendente los costos medios, ya que si éstos fueran iguales para absolutamente todas las tarifas, entonces el diferencial de precios sólo vendría dado por las elasticidades de cada tarifa.

TARIFA	ELASTICIDAD	PRECIO RAMSEY (PESOS POR Kwh)	COSTO MEDIO (PESOS POR Kwh)
1	2.32683165	1.5164835357	1.4864440681
1A	1.52573673	1.5327472064	1.4864440681
1C	0.68232524	1.5941280920	1.4864440681
D-E	0.51070100	1.6339059755	1.4864440681
1B	0.47851800	1.6448807076	1.4864440681
2-3	2.85985103	1.4711130704	1.4474035844
7	0.08457600	3.1808949212	1.4474035844
5-5A	0.11241000	2.1960748760	1.2956205477
6	0.10292400	2.3463707149	1.2956205477
9-9M	0.39875700	1.0534064464	0.9316457436
OM-HM	2.73398000	0.9250588845	0.9094635915
HT-L	1.51900800	0.9379230506	0.9094635915
HT	1.20726000	0.9455637835	0.9094635915
HS-L	0.96651300	0.9550062092	0.9094635915
HS	0.42157300	1.0211026338	0.9094635915

Sin embargo, dado que los costos cambian de un grupo tarifario a otro, entonces, aunque existan tarifas que tiene elasticidades parecidas, como la doméstica 1A(1.5257) y la industrial HT-L(1.5190), y donde se esperarían precios Ramsey similares, se encuentra que el precio de la tarifa doméstica es mucho más alto que el de la industrial, situación que sólo se explica por el hecho de que la primera tiene un costo medio (1.4864) mayor que la segunda (0.9094).

Finalmente, el siguiente cuadro nos muestra que para cada tarifa el precio Ramsey es sustancialmente mayor que el precio medio que cobró CFE en el 2001.

TARIFA	PRECIO MEDIO NOMINAL COBRADO POR CFE EN 2001 (PESOS POR Kwh)	PRECIO RAMSEY EN 2001 (PESOS POR Kwh)
1	0.602384996	1.516483536
1A	0.572202944	1.532747206
1B	0.669442742	1.644880708
1C	0.590203545	1.594128092
D-E	0.561764333	1.633905976
2-3	1.316414109	1.47111307
7	2.260214715	3.180894921
5-5A	1.238351956	2.196074876
6	0.866321523	2.346370715
9-9M	0.313268132	1.053406446
OM-HM	0.628898884	0.925058885
HS	0.52289772	1.021102634
HS-L	0.458246156	0.955006209
HT	0.427678175	0.945563784
HT-L	0.377261032	0.937923051

Dado lo anterior, es importante identificar las causas del aumento generalizado de los precios, para de esta manera, no confundir el efecto del esquema de Ramsey con los efectos que introducen al modelo la eliminación de subsidios y la asignación de una tasa de rentabilidad a la industria.

Por un lado, con el modelo de precios Ramsey se esperaría que se cargara a algunas tarifas un precio menor y a otras un precio mayor, con relación a los precios nominales cobrados por la CFE, dependiendo inversamente con su elasticidad precio de la demanda, maximizando de esta manera el bienestar social.

Se debe tener claro que este resultado no explica la situación de que se incrementen todos los precios, pero como se ha considerado en el análisis la eliminación de subsidios y la asignación de una tasa de rentabilidad del 10% sobre las ventas, esto sí se traduce en un aumento conjunto de todas las tarifas.

En este sentido, si se adoptara un sistema de precios como el calculado (suponiendo cero subsidios y ganancias positivas a la industria) seguramente tendría reacciones en contra, debido al encarecimiento de la energía eléctrica. Los consumidores residenciales argumentarían que el incremento en los precios afectaría sus finanzas personales, principalmente en aquellos sectores de la población con menores ingresos.

Además, las tarifas de alto consumo, destinadas a zonas de alta temperatura en verano, tienen usuarios que requieren una mayor cantidad de electricidad debido a los sistemas de aire acondicionado, refrigeración y demás, sin los cuales se vería reducida de manera relevante su calidad de vida. Por ello, estas tarifas tienen elasticidades menores que la doméstica básica o tarifa I, mostrándose en cierta manera como consumidores cautivos que estarían dispuestos a pagar un mayor precio, al no tener otro producto sustituto a la energía eléctrica.

Ante esta situación, sería necesario establecer esquemas de subsidios que permitieran a las familias un consumo adecuado a sus necesidades y que también procurarían enviar señales al mercado acerca del verdadero costo, moderando de esta manera el consumo excesivo o derrochador.

En lo que se refiere a los consumidores industriales, comerciales y agrícolas, el incremento de los precios tendría serias afectaciones sobre los costos de producción, mermando con ello su competitividad internacional, lo que se reflejaría en un incremento del nivel de precios de la producción industrial, agrícola y de las actividades comerciales.

Por lo que se refiere a las tarifas de servicios públicos, el incremento del precio de la energía eléctrica significaría un gasto mayor de los gobiernos para los servicios de alumbrado público, bombeo de agua potable y de aguas negras. Situación que probablemente repercuta en un incremento de impuestos.

Como se puede observar, la aplicación de precios Ramsey acompañado de la eliminación de subsidios y la asignación de una tasa de rentabilidad a la industria manifiesta efectos contrarios.

El positivo tiene que ver con encontrar la mayor eficiencia posible en la estructura productiva de una industria eléctrica mexicana monopolizada (este resultado lo arroja el esquema de Ramsey), y que de acuerdo con los postulados de este modelo teórico, significaría la maximización de la utilidad de los consumidores, la reducción de la pérdida del peso muerto y un nivel de rentabilidad adecuado para las empresas generadoras de electricidad, sin que ello tenga implicación alguna en términos de la distribución del ingreso.

Sin embargo, la eliminación de subsidios y la obtención de ganancias por parte de la industria, junto a las características que presentan los consumidores de cada tarifa, resulta en un efecto negativo a través del incremento de los precios, el cual se sentiría con mayor fuerza en los sectores de la población con menos recursos, en los que se encuentran en zonas de alta temperatura en verano, en las actividades productivas del país y en el costo de los servicios públicos.

De cualquier manera, el modelo de Ramsey ofrece una estructura tarifaria alterna a la actual, sentándose con ello una base teórica – metodológica sobre la cual es posible analizar cuestiones de eficiencia económica y que en algún momento pueda servir para la toma de decisiones de los responsables de la política eléctrica en este país.

IV. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos de la aplicación del esquema de Ramsey, junto a la eliminación de subsidios y a la implementación de ganancias a la industria, adoptar un sistema de precios como el calculado, seguramente tendría reacciones en contra, debido al encarecimiento de la energía eléctrica.

Los consumidores residenciales de los sectores de la población con menores ingresos serían de los principales afectados. Además, las tarifas de mayor consumo, destinadas a zonas de alta temperatura en verano, tienen usuarios que requieren una mayor cantidad de electricidad debido a los sistemas de aire acondicionado, refrigeración y demás, sin los cuales se vería mermada de manera importante su calidad de vida. Por ello estas tarifas tienen elasticidades menores que la doméstica básica o tarifa I, mostrándose en cierta manera como consumidores cautivos, los cuales al no tener otro producto sustituto a la energía eléctrica, estarían dispuestos a pagar un mayor precio.

En lo que se refiere a los consumidores industriales, comerciales y agrícolas, el incremento de los precios tendría serias afectaciones sobre los costos de producción, mermando con ello su competitividad internacional, lo que se reflejaría en un incremento del nivel de precios de la producción industrial, agrícola y de las actividades comerciales.

Para el caso de las tarifas de servicios públicos, el crecimiento del precio de la energía eléctrica probablemente repercuta en un aumento de impuestos.

Como se puede observar, la aplicación de precios Ramsey acompañado de la eliminación de subsidios y la asignación de una tasa de rentabilidad a la industria manifiesta efectos contrarios. El positivo tiene que ver con encontrar la mayor eficiencia posible en la estructura productiva de una industria eléctrica mexicana monopolizada (este resultado lo arroja el esquema de Ramsey), y que de acuerdo con los postulados de este modelo teórico, significaría la maximización de la utilidad de los consumidores, la reducción de la pérdida del peso muerto y un nivel de rentabilidad adecuado para las empresas generadoras de electricidad, sin que ello tenga implicación alguna en términos de la distribución del ingreso.

Sin embargo, la eliminación de subsidios y la obtención de ganancias por parte de la industria, junto a las características que presentan los consumidores de cada tarifa, resulta en un efecto negativo a través del incremento de los precios, el cual se sentiría con mayor fuerza en los sectores de la población con menos recursos, en los que se encuentran en zonas de alta temperatura en verano, en las actividades productivas del país y en el costo de los servicios públicos.

Ante esta situación, si la fijación de los precios de la electricidad se quiere utilizar como instrumento de distribución del ingreso hacia las familias más necesitadas, sería necesario establecer esquemas de subsidios que permitieran a las familias un consumo adecuado a sus necesidades y que también procurarían enviar señales al mercado acerca del verdadero costo, moderando de esta manera el consumo excesivo o derrochador.

Por el lado de los consumidores industriales, no se debe perder de vista que son los principales clientes de CFE y LFC, al demandar la mayor proporción de energía eléctrica. Por lo tanto, de ampliarse el programa de productores para autoconsumo de grandes fábricas o distritos industriales, traería probablemente por un lado la disminución del costo de la electricidad para estos consumidores, sin embargo, ello repercutiría negativamente en los ingresos de CFE y LFC.

De cualquier manera, el modelo de Ramsey ofrece una estructura tarifaria alterna a la actual, sentándose con ello una base teórica – metodológica sobre la cual es posible analizar cuestiones de eficiencia económica y que en algún momento pueda servir para la toma de decisiones de los responsables de la política eléctrica en este país.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS Y REVISTAS

Bös, Dieter (1989). "Public Enterprise. Theory and Application", Advanced Textbooks in Economics, vol. 23. Editores C. J. Bliss y M. D. Intriligator, North-Holland, Amsterdam, The Netherlands. 471 páginas.

Diebold, Francis X. (2001). "Elementos de Pronósticos", Thomson Learning, México. 330 páginas.

Greene, William H. (1999). "Análisis Econométrico", Pearson Educación, Madrid. 952 páginas.

Hartley, Peter (1999). "Reform of the Electricity Supply Industry", Economía Mexicana, Vol. VIII, núm. 1, primer semestre de 1999, CIDE, México.

Hunt, Sally y Graham Shuttleworth (1996). "Competition and Choice in Electricity", Wiley, England. 237 páginas.

Joskow, Paul L. and Tirole, Jean (2000). "Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks", The Rand Journal of Economics, vol. 31, No. 3.

Mas-Colell, A. Whinston y J. Green (1995). "Microeconomic Theory", Oxford University Press, New York, New York, 981 páginas.

Nevárez Sida, Armando (2001). "Regulación Económica de la Transmisión de Energía Eléctrica en México", Tesina de Maestría, CIDE, México. 54 páginas.

Nicholson, Walter (1997). "Teoría Microeconómica. Principios Básicos y Aplicaciones", McGraw-Hill, Chile. 599 páginas.

Prieto Morales, Alberto (2001). "La Industria Eléctrica del Futuro en México. Soluciones a un Problema no Planteado", Editorial Porrúa, México.

Rodríguez-Padilla, Víctor y Sheinbaum Pardo, Claudia (2002). "El Sistema de Precios de la Electricidad en México: Problemas y Soluciones", Problemas del Desarrollo, vol. 33, núm. 128, IIEc-UNAM, enero-marzo 2002.

Rosellón, Juan y Nevárez, Armando. (2001). "Incentivos para la Expansión de la Red de Transmisión Eléctrica en México Mediante la Regulación de Precios", Documento de Trabajo No. 210, CIDE, México.

Tirole, Jean (1990). "La Teoría de la Organización Industrial", Editorial Ariel, Barcelona, España. 734 páginas.

Tovar Landa, Ramiro (compilador) (2000). "Reforma Estructural del Sector Eléctrico", ITAM, México.

Vickers, John y George Yarrow (1988). "Un Análisis Económico de la Privatización", Primera edición en español, FCE, México. 529 páginas.

Viscusi, W. Vernon J. y Joseph E. Harrington (2000). "Economics of Regulation and Antitrust", Tercera edición, MIT Press.

Vogelsang, Ingo (1999). "Optimal Price Regulation for Natural and Legal Monopolies", Economía Mexicana, Nueva Época, Vol. VIII, núm. 1, primer semestre de 1999, México.

Vogelsang, Ingo (1989). "Two-Part Tariffs as Regulatory Constraints", Journal of Public Economics, No. 39, North-Holland.

Wilson, Robert (2002). "Architecture of Power Markets", *Econometría*, Vol. 70, No. 4, July 2002.

Wilson, Robert B. (1993). "Nonlinear Pricing", Oxford University Press, New York, Oxford.

PUBLICACIONES OFICIALES DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA

Secretaría de Energía (1998) "Política de subsidios a la energía eléctrica residencial", México.

Secretaría de Energía (2000). "El sector energía en México. Análisis y prospectiva", México.

Secretaría de Energía (1998). "Tarifas eléctricas de uso doméstico", México.

Secretaría de Energía, (2001). "Prospectivas del sector eléctrico 2001-2010", México.

Secretaría de Energía, (2002). "Prospectivas del sector eléctrico 2002-2011", México.

PÁGINAS WEB

<http://www.energía.gob.mx>

<http://www.lfc.gob.mx>

<http://www.cfe.gob.mx>

<http://www.cre.gob.mx>

ANEXO I

COSTOS MEDIOS

La estructura de costos propuesta por Prieto para el año de 1999 es la siguiente:²⁹

COSTO TOTAL EN MILES DE PESOS PARA EL AÑO DE 1999						
	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL
DEMANDA	29,023,475	3,064,306	2,508,736	6,066,915	23,953,132	64,616,564
ENERGÍA	21,726,717	1,984,999	1,371,454	2,706,817	8,300,905	36,090,892
CLIENTE	13,820	13,559	15,123	307,163	2,638,267	2,987,932
INGRESOS	128,795	13,598	11,133	26,923	106,295	286,744
TOTAL	50,892,807	5,076,463	3,906,447	9,107,818	34,998,598	103,982,132

De lo anterior se desprende la estructura porcentual de costos para ese año, la cual se supondrá constante para el 2001.

ESTRUCTURA PORCENTUAL DE COSTOS TOTALES PARA 1999 Y 2001						
	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL
DEMANDA	0.570	0.604	0.642	0.666	0.684	0.621420
ENERGÍA	0.427	0.391	0.351	0.297	0.237	0.347087
CLIENTE	0.000	0.003	0.004	0.034	0.075	0.028735
INGRESOS	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.002758
TOTAL	0.489	0.049	0.038	0.088	0.337	1.000000
	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.0000

Con base en el cuadro anterior y los costos totales obtenidos del estado de resultados de CFE para el año del 2001, se obtiene el cuadro de costos para este año:

COSTO TOTAL EN MILES DE PESOS PARA EL AÑO DE 2001						
	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL
DEMANDA	39,286,573	4,147,887	3,395,859	8,212,259	32,423,287	87,465,865
ENERGÍA	29,409,581	2,686,922	1,856,419	3,663,985	11,236,219	48,853,125
CLIENTE	18,707	18,354	20,471	415,780	3,571,194	4,044,506
INGRESOS	174,339	18,406	15,070	36,443	143,882	388,141
TOTAL	68,889,200	6,871,568	5,287,819	12,328,467	47,374,582	140,751,636

COSTO TOTAL EN PESOS PARA EL AÑO DE 2001						
	INDUSTRIAL	AGRÍCOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL
VARIABLE	29,602,626,894	2,723,681,881	1,891,959,372	4,116,207,890	14,951,295,196	53,285,771,233
FIJO	39,286,572,703	4,147,886,511	3,395,859,361	8,212,259,119	32,423,287,073	87,465,864,767
TOTAL	68,889,199,597	6,871,568,392	5,287,818,733	12,328,467,009	47,374,582,269	140,751,636,000

²⁹ Consúltese Prieto (2001), op. cit., pp. 188.

En donde los costos fijos son los que corresponden al rubro de demanda, los costos variables son la suma de los costos de energía, cliente e ingresos, y los costos totales son la suma de los fijos y los variables.

Una vez conociendo los costos totales por cada sector de demanda, se requiere de la cantidad vendida en ese mismo año (2001) para sacar los costos medios.

VENTAS EN Kwh PARA 2001					
INDUSTRIAL	AGRICOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL
75,747,067,000	7,375,731,000	4,081,302,000	8,517,643,000	31,871,083,000	127,592,826,000

De esta manera se tienen los elementos para sacar los costos medios que se muestran en el siguiente cuadro al dividir el monto de costos entre la cantidad vendida.

COSTOS MEDIOS TOTALES PARA 2001. PESOS POR Kwh						
	INDUSTRIAL	AGRICOLA	SERVICIOS	COMERCIAL	RESIDENCIAL	TOTAL
COSTO VARIABLE MEDIO	0.390808886	0.369276195	0.4635676	0.483256681	0.46911789	0.417623568
COSTO FIJO MEDIO	0.518654705	0.562369548	0.832052948	0.964146903	1.017326179	0.685507701
COSTO MEDIO TOTAL	0.909463591	0.931645744	1.295620548	1.447403584	1.486444068	1.103131269

Finalmente se pone el estado de resultados de CFE, la fuente para nuestros cálculos:

ESTADO DE RESULTADOS DE CFE (MILES DE PESOS DEL 2001)	
productos de explotación	101,313,294
subsidio directo	44,121,610
menos:	
costo de explotación	73,349,347
costo de obligaciones laborales	9,253,775
remanente de explotación	<u>62,831,782</u>
menos:	
depreciación	16,966,507
remanente neto de explotación	<u>45,865,275</u>
menos:	
indirectos oficinas nacionales	2,342,705
costo financiero	322,928
aprovechamiento	38,516,374
más:	
productos y gastos ajenos a la explotación	1,466,835
resultado antes de partidas extraordinarias	<u>6,150,103</u>
menos:	
ISR sobre remanente distribuible	
resultado neto	<u>6,150,103</u>
resultado neto sin subsidio	- <u>37,971,507</u>
INGRESOS TOTALES	102,780,129
COSTOS TOTALES	140,751,636
RESULTADO SIN SUBSIDIO	- 37,971,507

Fuente: <http://www.cfe.gob.mx>, estado de resultados al cierre del 2001.

En donde los ingresos totales son iguales a: Productos de explotación + productos y gastos ajenos a la explotación.

Y los costos totales son iguales a: costo de explotación + costo de obligaciones laborales + depreciación + costos indirectos de oficinas nacionales + costo financiero + aprovechamiento.

ANEXO II

BASE DE DATOS

En cuanto a las series de precios en el siguiente cuadro se ponen los deflatores que en cada una de ellas se utilizaron, buscando con ello tener el mejor ajuste posible de los precios en términos constantes.

Grupo de tarifa	Deflactor
Domésticas	Índice nacional de precios al consumidor con base 1994.
Comerciales	Índice nacional de precios al productor con base 1994 del grupo comercio, restaurantes y hoteles.
Servicios públicos	Índice nacional de precios al productor con base 1994 referente al consumo del gobierno.
Agrícolas	Índice nacional de precios al productor base 1994 para el grupo agropecuario, silvicultura y pesca.
Industriales	Índice nacional de precios al productor base 1994 para la industria manufacturera.

TARIFAS DOMÉSTICAS

TARIFA 1			TARIFA 1. A		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)		Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1980	5,175,918,000.00	0.29370	1980	4,825,086,000	0.24943
1981	5,744,187,000.00	0.27847	1981	5,467,024,000	0.23539
1982	6,347,747,000.00	0.23323	1982	6,162,901,000	0.20558
1983	6,537,498,000.00	0.17651	1983	6,442,539,000	0.15868
1984	6,672,873,000.00	0.22419	1984	6,737,721,000	0.21694
1985	7,050,802,000.00	0.20248	1985	7,234,251,000	0.20006
1986	7,466,780,000.00	0.22452	1986	7,612,010,000	0.22911
1987	7,582,982,000.00	0.17776	1987	2,671,222,000	0.17948
1988	8,062,947,000.00	0.17299	1988	2,161,774,000	0.17327
1989	8,860,753,000.00	0.16059	1989	2,464,318,000	0.16855
1990	9,808,640,000.00	0.16965	1990	2,621,719,000	0.18663
1991	10,650,471,000.00	0.15272	1991	2,809,060,000	0.16436
1992	11,776,296,000.00	0.21582	1992	2,974,335,000	0.22876
1993	12,577,357,000.00	0.20751	1993	3,214,295,000	0.21774
1994	13,669,392,000.00	0.20533	1994	3,523,759,000	0.21564
1995	13,942,908,000.00	0.18541	1995	3,397,370,000	0.19086
1996	13,681,637,000.00	0.17572	1996	2,386,295,000	0.17304
1997	13,962,834,000.00	0.17093	1997	2,004,572,000	0.16305
1998	14,745,013,000.00	0.17083	1998	2,101,846,000	0.16241
1999	15,509,274,000.00	0.16595	1999	2,123,215,000	0.15534
2000	16,611,141,000.00	0.17151	2000	2,281,002,000	0.16241
2001	17,431,632,000.00	0.17515	2001	2,419,972,000	0.16609

TARIFA 1.B			TARIFA 1.C		
	Cantidad (Kwh)	Precios de 1994 (Pesos por Kwh)		Cantidad (Kwh)	Precios de 1994 (Pesos por Kwh)
1987	3,202,706,000	0.17748	1987	2,255,123,000	0.18965
1988	3,958,021,000	0.18142	1988	2,642,124,000	0.20092
1989	4,529,397,000	0.17958	1989	2,958,222,000	0.19378
1990	4,016,763,000	0.20445	1990	3,942,078,000	0.21758
1991	4,123,282,000	0.18232	1991	2,267,289,000	0.17918
1992	4,488,584,000	0.23400	1992	2,409,203,000	0.22702
1993	4,694,791,000	0.22307	1993	2,597,111,000	0.21291
1994	4,943,275,000	0.22460	1994	3,067,186,000	0.20783
1995	5,097,240,000	0.19674	1995	3,209,116,000	0.18367
1996	5,640,664,000	0.18812	1996	2,941,336,000	0.17583
1997	6,224,611,000	0.18455	1997	3,151,547,000	0.17043
1998	6,805,639,000	0.18755	1998	3,518,576,000	0.17068
1999	7,169,956,000	0.18095	1999	3,129,900,000	0.16371
2000	7,871,390,000	0.18860	2000	3,164,877,000	0.16674
2001	8,396,125,000	0.19423	2001	3,308,571,000	0.17129

TARIFA 1.D-E		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1991	2,133,834,000	0.20523
1992	2,402,207,000	0.24654
1993	2,427,389,000	0.23224
1994	2,577,072,000	0.23000
1995	2,814,950,000	0.17431
1996	3,832,618,000	0.15921
1997	4,298,879,000	0.15745
1998	4,518,498,000	0.15717
1999	5,438,142,000	0.15446
2000	6,199,940,000	0.16136
2001	6,788,111,000	0.16287

TARIFAS COMERCIALES

TARIFA 2-3			TARIFA 7		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)		Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1980	5,575,896,000	0.239898031	1980	71,151,000	0.374701896
1981	6,062,156,000	0.247212323	1981	29,373,000	0.811041058
1982	6,441,478,000	0.197247354	1982	30,315,000	0.660875212
1983	6,274,794,000	0.16852083	1983	25,659,000	0.507646345
1984	6,448,041,000	0.233795051	1984	17,796,000	0.632371397
1985	6,724,741,000	0.231130101	1985	18,464,000	0.677032703
1986	6,763,364,000	0.308356943	1986	16,107,000	0.793896789
1987	6,854,384,000	0.280377433	1987	12,531,000	0.76913551
1988	6,997,155,000	0.329194328	1988	14,220,000	0.842359203
1989	7,474,287,000	0.36501764	1989	16,771,000	0.745939462
1990	7,999,175,000	0.364528482	1990	19,595,000	0.715580963
1991	8,574,335,000	0.401259889	1991	22,634,000	0.755367901
1992	9,221,571,000	0.449660417	1992	24,123,000	0.880396859
1993	9,484,589,000	0.451932384	1993	17,935,000	0.904256221
1994	9,844,555,000	0.46789675	1994	20,481,000	0.905546902
1995	9,634,308,000	0.435884414	1995	15,043,000	0.846005432
1996	9,378,304,000	0.390666449	1996	12,462,000	0.712262938
1997	9,871,786,000	0.37647948	1997	14,535,000	0.671426065
1998	10,496,032,000	0.372354558	1998	16,176,000	0.648591332
1999	10,945,118,000	0.359735038	1999	18,590,000	0.632053002
2000	11,673,602,000	0.344487092	2000	17,471,000	0.571698419
2001	12,167,043,000	0.33811181	2001	18,059,000	0.581133393

TARIFAS DE SERVICIOS PÚBLICOS

TARIFA 5-5A			TARIFA 6		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)		Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1980	1634761000	0.19070683	1980	1953986000	0.19165129
1981	1853520000	0.13447	1981	2048444000	0.17022099
1982	1947373000	0.11196611	1982	2243614000	0.16638687
1983	1867982000	0.13225811	1983	1994363000	0.17753237
1984	1872085000	0.22635806	1984	2003803000	0.25112864
1985	2037319000	0.22128933	1985	2075148000	0.24345056
1986	2160426000	0.3152377	1986	2155027000	0.33451697
1987	2179494000	0.29592591	1987	2313942000	0.31641311
1988	2248066000	0.34390686	1988	2193276000	0.35905183
1989	2222409000	0.47500619	1989	2204002000	0.3543665
1990	2248205000	0.60477363	1990	2280749000	0.37029667
1991	2355848000	0.60736337	1991	2347499000	0.36641317
1992	2497720000	0.5678119	1992	2400013000	0.34360307
1993	2667213000	0.46697543	1993	2571003000	0.28510707
1994	2735920000	0.41795157	1994	2549728000	0.25542825
1995	2826800000	0.42367265	1995	2457424000	0.25991865
1996	2834030000	0.44822337	1996	2212163000	0.27908377
1997	2967260000	0.43095902	1997	2127790000	0.26935811
1998	3086777000	0.45895931	1998	2089480000	0.29473846
1999	3289639000	0.4456589	1999	2142057000	0.28633243
2000	3720027000	0.4384641	2000	2156870000	0.28662552
2001	3818884000	0.42543664	2001	2135513000	0.27970822

TARIFAS AGRÍCOLAS

TARIFA 9-9M		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1980	3,748,929,000	0.10259348
1981	3,842,431,000	0.09002981
1982	4,800,896,000	0.03525094
1983	4,439,827,000	0.01761607
1984	4,646,394,000	0.05212444
1985	4,962,027,000	0.05718499
1986	5,412,710,000	0.05362167
1987	6,005,602,000	0.04514547
1988	6,408,809,000	0.07277798
1989	7,216,279,000	0.05346074
1990	6,707,357,000	0.05183624
1991	6,497,473,000	0.09125014
1992	5,671,585,000	0.10747752
1993	5,919,210,000	0.13024993
1994	6,550,866,000	0.12777743
1995	6,689,895,000	0.11270647
1996	7,543,118,000	0.09801239
1997	7,651,426,000	0.10011957
1998	7,743,402,000	0.09847008
1999	7,996,532,000	0.09900547
2000	7,900,583,000	0.11331314
2001	7,463,130,000	0.11282061

TARIFAS INDUSTRIALES

TARIFA OM-HM			TARIFA HS		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)		Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1992	31437102000	0.237060412	1992	11934332000	0.177493779
1993	32348077000	0.22762131	1993	6782427000	0.174000818
1994	34804391000	0.210662119	1994	7262186000	0.147408243
1995	35557709000	0.16869148	1995	7137138000	0.125510559
1996	39149256000	0.170043007	1996	8206362000	0.132810583
1997	42627051000	0.186510324	1997	7059319000	0.152639035
1998	46264169000	0.175003476	1998	6885781000	0.139763022
1999	49445543000	0.173498479	1999	6943576000	0.138604147
2000	53444330000	0.188111648	2000	7105627000	0.157849547
2001	54721934000	0.18519605	2001	7054710000	0.15485229

TARIFA HSL			TARIFA HT		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)		Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1992	4270818000	0.152190268	1992	2468146000	0.148059605
1993	9041874000	0.141230447	1993	439715000	0.165051511
1994	10069134000	0.118400725	1994	568269000	0.147983667
1995	10463810000	0.104786094	1995	532267000	0.145189605
1996	11356457000	0.115242694	1996	537858000	0.151361082
1997	14486437000	0.131280887	1997	706017000	0.14821185
1998	14987160000	0.121176871	1998	677003000	0.130096806
1999	15769745000	0.121913773	1999	1328864000	0.119589765
2000	17184936000	0.138941357	2000	1710015000	0.136237323
2001	16330647000	0.136026563	2001	1828698000	0.131644242

TARIFA HTL		
	Cantidad (KwH)	Precios de 1994 (Pesos por KwH)
1992	3593947000	0.135497116
1993	6493872000	0.123618452
1994	7346644000	0.10338696
1995	9589058000	0.093156079
1996	11860252000	0.101096495
1997	13100582000	0.11073693
1998	13273970000	0.101265647
1999	13746291000	0.100381649
2000	14310341000	0.114226097
2001	13320890000	0.111593694

PIB DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA A PRECIOS DE 1993 (MILES DE PESOS)	
1992	221,427,423.25
1993	219,934,043.25
1994	228,891,644.25
1995	217,581,703.25
1996	241,151,930.75
1997	265,113,421.50
1998	284,642,713.25
1999	296,631,274.25
2000	317,091,621.00
2001	305,318,103.25

ANEXO III

FORMAS FUNCIONALES DE LAS ECUACIONES DE DEMANDA

TARIFA I

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 19:08				
Sample(adjusted): 1982 2001				
Included observations: 20 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 15 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.524728	0.841020	0.623918	0.5415
LPRECIO(-1)	-0.057261	0.063258	-0.905202	0.3788
LCANTIDAD(-1)	0.975391	0.037289	26.15754	0.0000
AR(1)	0.438829	0.213348	2.056869	0.0564
R-squared	0.993382	Mean dependent var		23.07988
Adjusted R-squared	0.992141	S.D. dependent var		0.344027
S.E. of regression	0.030497	Akaike info criterion		-3.965492
Sum squared resid	0.014881	Schwarz criterion		-3.766346
Log likelihood	43.65492	F-statistic		800.5826
Durbin-Watson stat	1.682310	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	.44			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test: ³⁰				
F-statistic	0.903276	Probability	0.356968	
Obs*R-squared	1.135962	Probability	0.286507	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/20/03 Time: 23:09				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.275261	0.892158	0.308534	0.7619
LPRECIO(-1)	0.002023	0.063484	0.031859	0.9750
LCANTIDAD(-1)	-0.011677	0.039379	-0.296522	0.7709
AR(1)	-0.295728	0.377550	-0.783282	0.4457
RESID(-1)	0.437923	0.460774	0.950408	0.3570
R-squared	0.056798	Mean dependent var		-5.28E-10
Adjusted R-squared	-0.194722	S.D. dependent var		0.027986
S.E. of regression	0.030590	Akaike info criterion		-3.923967
Sum squared resid	0.014036	Schwarz criterion		-3.675034
Log likelihood	44.23967	F-statistic		0.225819
Durbin-Watson stat	1.901377	Prob(F-statistic)		0.919708

³⁰ De acuerdo con esta prueba si la probabilidad del estadístico Obs*R-squared es mayor a 0.05, se acepta la hipótesis nula de ausencia de autocorrelación. Esta prueba se aplicará a todas las regresiones. Para una referencia mayor sobre las características de la prueba Breusch-Godfrey ver Ursicino Carrascal Arranz, Yolanda González González y Beatriz Rodríguez Prado (2001). Análisis Econométrico con Eviews. Alfa Omega Grupo Editor, México.

TARIFA IA

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 19:24				
Sample(adjusted): 1981 2001				
Included observations: 21 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 15 iterations				
Backcast: 1980				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	4.505282	5.115808	0.880659	0.3908
LPRECIO(-1)	-0.356258	0.461839	-0.771389	0.4511
LCANTIDAD(-1)	0.766501	0.215775	3.552323	0.0024
MA(1)	0.515440	0.234263	2.200261	0.0419
R-squared	0.738549	Mean dependent var	21.93555	
Adjusted R-squared	0.692411	S.D. dependent var	0.463583	
S.E. of regression	0.257106	Akaike info criterion	0.290988	
Sum squared resid	1.123761	Schwarz criterion	0.489945	
Log likelihood	0.944624	F-statistic	16.00727	
Durbin-Watson stat	2.049495	Prob(F-statistic)	0.000034	
Inverted MA Roots	-.52			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.392702	Probability	0.539721	
Obs*R-squared	0.500890	Probability	0.479109	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/20/03 Time: 23:28				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.804678	6.868254	-0.408354	0.6884
LPRECIO(-1)	-0.062347	0.480691	-0.129703	0.8984
LCANTIDAD(-1)	0.122874	0.294510	0.417216	0.6821
MA(1)	0.230881	0.438594	0.526413	0.6058
RESID(-1)	-0.397900	0.634954	-0.626659	0.5397
R-squared	0.023852	Mean dependent var	-0.002388	
Adjusted R-squared	-0.220185	S.D. dependent var	0.237028	
S.E. of regression	0.261825	Akaike info criterion	0.361979	
Sum squared resid	1.096840	Schwarz criterion	0.610675	
Log likelihood	1.199223	F-statistic	0.097739	
Durbin-Watson stat	1.946046	Prob(F-statistic)	0.981680	

TARIFA IB

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 01/08/88 Time: 23:49				
Sample(adjusted): 1988 2001				
Included observations: 14 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	20.77067	0.266197	78.02732	0.0000
LPRECIO(-1)	-0.478518	0.159059	-3.008426	0.0119
TIEMPO	0.058971	0.003520	16.75195	0.0000
R-squared	0.963322	Mean dependent var	22.40936	
Adjusted R-squared	0.956653	S.D. dependent var	0.255019	
S.E. of regression	0.053095	Akaike info criterion	-2.846070	
Sum squared resid	0.031010	Schwarz criterion	-2.709129	
Log likelihood	22.92249	F-statistic	144.4538	
Durbin-Watson stat	1.863462	Prob(F-statistic)	0.000000	

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.006675	Probability	0.936499	
Obs*R-squared	0.009338	Probability	0.923017	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:36				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.006561	0.290423	0.022593	0.9824
LPRECIO(-1)	0.004307	0.174902	0.024626	0.9808
TIEMPO	4.00E-05	0.003723	0.010746	0.9916
RESID(-1)	0.028260	0.345915	0.081698	0.9365
R-squared	0.000667	Mean dependent var	-1.46E-15	
Adjusted R-squared	-0.299133	S.D. dependent var	0.048840	
S.E. of regression	0.055668	Akaike info criterion	-2.703880	
Sum squared resid	0.030989	Schwarz criterion	-2.521292	
Log likelihood	22.92716	F-statistic	0.002225	
Durbin-Watson stat	1.898604	Prob(F-statistic)	0.999845	

TARIFA IC

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 09/03/03 Time: 08:49				
Sample(adjusted): 1988 2001				
Included observations: 14 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	31.69817	5.057824	6.267156	0.0001
LPRECIO	-1.054941	0.501090	-2.105292	0.0646
D1	0.547408	0.113036	4.842771	0.0009
LCANTIDAD(-1)	-0.546097	0.259441	-2.104902	0.0646
TIEMPO	0.014960	0.008455	1.769480	0.1106
R-squared	0.769194	Mean dependent var		21.81908
Adjusted R-squared	0.666613	S.D. dependent var		0.148229
S.E. of regression	0.085587	Akaike info criterion		-1.806117
Sum squared resid	0.065926	Schwarz criterion		-1.577883
Log likelihood	17.64282	F-statistic		7.498436

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.102035	Probability	0.757583	
Obs*R-squared	0.176312	Probability	0.674562	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:38				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.408723	5.482160	0.074555	0.9424
LPRECIO	0.036701	0.540483	0.067905	0.9475
D1	-0.016143	0.129411	-0.124740	0.9038
LCANTIDAD(-1)	-0.016327	0.278176	-0.058693	0.9546
TIEMPO	0.000659	0.009147	0.072079	0.9443
RESID(-1)	0.140801	0.440789	0.319429	0.7576
R-squared	0.012594	Mean dependent var		-3.36E-15
Adjusted R-squared	-0.604535	S.D. dependent var		0.071213
S.E. of regression	0.090205	Akaike info criterion		-1.675934
Sum squared resid	0.065096	Schwarz criterion		-1.402052
Log likelihood	17.73154	F-statistic		0.020407
Durbin-Watson stat	1.911811	Prob(F-statistic)		0.999750

TARIFA I D-E

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 19:49				
Sample(adjusted): 1992 2001				
Included observations: 10 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	19.53149	0.150619	129.6752	0.0000
LPRECIO(-1)	-0.510701	0.149523	-3.415524	0.0112
TIEMPO	0.101700	0.009345	10.88276	0.0000
R-squared	0.989133	Mean dependent var	22.07207	
Adjusted R-squared	0.986029	S.D. dependent var	0.394425	
S.E. of regression	0.046621	Akaike info criterion	-3.050191	
Sum squared resid	0.015215	Schwarz criterion	-2.959416	
Log likelihood	18.25096	F-statistic	318.5864	
Durbin-Watson stat	1.422494	Prob(F-statistic)	0.000000	

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.297536	Probability	0.605101	
Obs*R-squared	0.472464	Probability	0.491856	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:40				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.037115	0.172760	-0.214833	0.8370
LPRECIO(-1)	-0.032765	0.168698	-0.194221	0.8524
TIEMPO	-0.001044	0.010037	-0.103984	0.9206
RESID(-1)	0.252531	0.462962	0.545468	0.6051
R-squared	0.047246	Mean dependent var	0.000000	
Adjusted R-squared	-0.429130	S.D. dependent var	0.041116	
S.E. of regression	0.049153	Akaike info criterion	-2.898590	
Sum squared resid	0.014496	Schwarz criterion	-2.777556	
Log likelihood	18.49295	F-statistic	0.099179	
Durbin-Watson stat	1.657181	Prob(F-statistic)	0.957575	

TARIFA 2-3

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 09/09/03 Time: 14:46				
Sample: 1992 2001				
Included observations: 10				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.774986	2.261251	0.784957	0.4623
LPRECIO(-1)	-0.545452	0.099757	-5.467810	0.0016
LPRECIO	0.302419	0.113731	2.659066	0.0376
LCANTIDAD(-1)	0.915019	0.100489	9.105637	0.0001
R-squared	0.981844	Mean dependent var		23.04842
Adjusted R-squared	0.972766	S.D. dependent var		0.096099
S.E. of regression	0.015859	Akaike info criterion		-5.161011
Sum squared resid	0.001509	Schwarz criterion		-5.039977
Log likelihood	29.80506	F-statistic		108.1577
Durbin-Watson stat	2.272622	Prob(F-statistic)		0.000013

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	1.499682	Probability		0.275265
Obs*R-squared	2.307316	Probability		0.128766
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:44				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-2.407660	2.930108	-0.821697	0.4486
LPRECIO(-1)	-0.041600	0.101687	-0.409094	0.6994
LPRECIO	0.078518	0.126694	0.619747	0.5626
LCANTIDAD(-1)	0.106192	0.129774	0.818287	0.4504
RESID(-1)	-0.754903	0.616441	-1.224615	0.2753
R-squared	0.230732	Mean dependent var		-5.84E-16
Adjusted R-squared	-0.384683	S.D. dependent var		0.012949
S.E. of regression	0.015237	Akaike info criterion		-5.223326
Sum squared resid	0.001161	Schwarz criterion		-5.072034
Log likelihood	31.11663	F-statistic		0.374920
Durbin-Watson stat	1.939869	Prob(F-statistic)		0.818426

TARIFA 7

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 09/09/03 Time: 15:47				
Sample: 1992 2001				
Included observations: 10				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	16.68587	0.066761	249.9353	0.0000
LPRECIO	1.885078	0.375968	5.013935	0.0015
LPRECIO(-1)	-1.969654	0.414462	-4.752317	0.0021
R-squared	0.785453	Mean dependent var	16.66150	
Adjusted R-squared	0.724153	S.D. dependent var	0.185350	
S.E. of regression	0.097348	Akaike info criterion	-1.577731	
Sum squared resid	0.066336	Schwarz criterion	-1.486955	
Log likelihood	10.88865	F-statistic	12.81341	
Durbin-Watson stat	2.017628	Prob(F-statistic)	0.004574	

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.006351	Probability	0.939071	
Obs*R-squared	0.010575	Probability	0.918096	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:46				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.000325	0.072187	-0.004507	0.9965
LPRECIO	0.000892	0.406031	0.002196	0.9983
LPRECIO(-1)	-0.002690	0.448704	-0.005995	0.9954
RESID(-1)	-0.033570	0.421231	-0.079696	0.9391
R-squared	0.001057	Mean dependent var	1.59E-15	
Adjusted R-squared	-0.498414	S.D. dependent var	0.085853	
S.E. of regression	0.105092	Akaike info criterion	-1.378789	
Sum squared resid	0.066266	Schwarz criterion	-1.257755	
Log likelihood	10.89394	F-statistic	0.002117	
Durbin-Watson stat	1.978020	Prob(F-statistic)	0.999850	

TARIFA 5-5A

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 09/10/03 Time: 09:03				
Sample(adjusted): 1981 2001				
Included observations: 21 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 6 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	32.89663	90.25391	0.364490	0.7197
LPRECIO	-0.112410	0.039528	-2.843779	0.0108
AR(1)	0.996089	0.030901	32.23442	0.0000
R-squared	0.976889	Mean dependent var		21.63351
Adjusted R-squared	0.974321	S.D. dependent var		0.220392
S.E. of regression	0.035317	Akaike info criterion		-3.717340
Sum squared resid	0.022451	Schwarz criterion		-3.568122
Log likelihood	42.03207	F-statistic		380.4264
Durbin-Watson stat	1.905155	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted AR Roots	1.00			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.000197	Probability	0.988954	
Obs*R-squared	0.000244	Probability	0.987542	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:49				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.187551	93.82036	-0.001999	0.9984
LPRECIO	0.000233	0.043919	0.005300	0.9958
AR(1)	-6.32E-05	0.032114	-0.001968	0.9985
RESID(-1)	0.003782	0.269200	0.014049	0.9890
R-squared	0.000012	Mean dependent var		2.29E-11
Adjusted R-squared	-0.176457	S.D. dependent var		0.033505
S.E. of regression	0.036341	Akaike info criterion		-3.622113
Sum squared resid	0.022451	Schwarz criterion		-3.423157
Log likelihood	42.03219	F-statistic		6.58E-05
Durbin-Watson stat	1.909511	Prob(F-statistic)		0.999999

TARIFA 6

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 09/10/03 Time: 10:33				
Sample(adjusted): 1981 2001				
Included observations: 21 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 12 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	21.40758	0.123730	173.0191	0.0000
LPRECIO	-0.102924	0.092366	-1.114304	0.2798
AR(1)	0.766749	0.120959	6.338909	0.0000
R-squared	0.586237	Mean dependent var		21.51997
Adjusted R-squared	0.540263	S.D. dependent var		0.072793
S.E. of regression	0.049357	Akaike info criterion		-3.047923
Sum squared resid	0.043849	Schwarz criterion		-2.898706
Log likelihood	35.00320	F-statistic		12.75159
Durbin-Watson stat	1.772311	Prob(F-statistic)		0.000355
Inverted AR Roots	.77			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.306364	Probability	0.587127	
Obs*R-squared	0.371750	Probability	0.542052	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:51				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.017678	0.130154	0.135824	0.8936
LPRECIO	0.018814	0.100138	0.187883	0.8532
AR(1)	-0.041495	0.144370	-0.287421	0.7773
RESID(-1)	0.165186	0.298439	0.553501	0.5871
R-squared	0.017702	Mean dependent var		-2.83E-11
Adjusted R-squared	-0.155644	S.D. dependent var		0.046824
S.E. of regression	0.050336	Akaike info criterion		-2.970546
Sum squared resid	0.043073	Schwarz criterion		-2.771590
Log likelihood	35.19074	F-statistic		0.102121
Durbin-Watson stat	2.041596	Prob(F-statistic)		0.957691

TARIFA 9-9M

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 20:22				
Sample: 1991 2001				
Included observations: 11				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	21.30002	0.313520	67.93838	0.0000
LPRECIO	-0.398757	0.138065	-2.888179	0.0203
TIEMPO	0.030129	0.004727	6.373286	0.0002
R-squared	0.864282	Mean dependent var		22.67086
Adjusted R-squared	0.830352	S.D. dependent var		0.120223
S.E. of regression	0.049518	Akaike info criterion		-2.945967
Sum squared resid	0.019616	Schwarz criterion		-2.837450
Log likelihood	19.20282	F-statistic		25.47285
Durbin-Watson stat	1.812653	Prob(F-statistic)		0.000339

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.013677	Probability		0.910187
Obs*R-squared	0.021450	Probability		0.883560
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:52				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.023307	0.389663	-0.059814	0.9540
LPRECIO	-0.009060	0.166566	-0.054392	0.9581
TIEMPO	0.000219	0.005385	0.040682	0.9687
RESID(-1)	-0.061862	0.528977	-0.116947	0.9102
R-squared	0.001950	Mean dependent var		-2.43E-15
Adjusted R-squared	-0.425786	S.D. dependent var		0.044290
S.E. of regression	0.052885	Akaike info criterion		-2.766100
Sum squared resid	0.019578	Schwarz criterion		-2.621411
Log likelihood	19.21355	F-statistic		0.004559
Durbin-Watson stat	1.756452	Prob(F-statistic)		0.999534

TARIFA OM-HM

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 22:51				
Sample(adjusted): 1994 2001				
Included observations: 8 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 7 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	1.320492	0.908931	1.452797	0.2199
LPRECIO(-1)	-0.172752	0.060040	-2.877297	0.0451
LCANTIDAD(-1)	0.936813	0.040062	23.38423	0.0000
AR(1)	-0.691116	0.461282	-1.498249	0.2084
R-squared	0.991986	Mean dependent var		24.50538
Adjusted R-squared	0.985975	S.D. dependent var		0.175850
S.E. of regression	0.020825	Akaike info criterion		-4.598438
Sum squared resid	0.001735	Schwarz criterion		-4.558717
Log likelihood	22.39375	F-statistic		165.0375
Durbin-Watson stat	1.500533	Prob(F-statistic)		0.000120
Inverted AR Roots	-.69			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.117880	Probability	0.753998	
Obs*R-squared	0.302461	Probability	0.582344	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 09:57				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.361808	1.473141	0.245603	0.8218
LPRECIO(-1)	-0.026692	0.103282	-0.258436	0.8128
LCANTIDAD(-1)	-0.016665	0.066441	-0.250821	0.8181
AR(1)	-0.159868	0.699877	-0.228424	0.8340
RESID(-1)	0.469197	1.366582	0.343336	0.7540
R-squared	0.037808	Mean dependent var		9.73E-13
Adjusted R-squared	-1.245115	S.D. dependent var		0.015742
S.E. of regression	0.023588	Akaike info criterion		-4.386979
Sum squared resid	0.001669	Schwarz criterion		-4.337328
Log likelihood	22.54791	F-statistic		0.029470
Durbin-Watson stat	1.619299	Prob(F-statistic)		0.997354

TARIFA HS

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 08/31/03 Time: 17:49				
Sample(adjusted): 1994 2001				
Included observations: 8 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 9 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	26.08884	1.198183	21.77368	0.0002
LPRECIO(-1)	-0.421573	0.118987	-3.543015	0.0383
LPIB	-0.589123	0.306537	-1.921868	0.1504
LPIB(-1)	0.373062	0.306359	1.217729	0.3104
AR(1)	-0.830898	0.299392	-2.775283	0.0693
R-squared	0.780572	Mean dependent var	22.69690	
Adjusted R-squared	0.488002	S.D. dependent var	0.055486	
S.E. of regression	0.039702	Akaike info criterion	-3.345644	
Sum squared resid	0.004729	Schwarz criterion	-3.295993	
Log likelihood	18.38258	F-statistic	2.667984	
Durbin-Watson stat	2.088315	Prob(F-statistic)	0.223135	
Inverted AR Roots	-.83			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.273189	Probability	0.653332	
Obs*R-squared	0.961431	Probability	0.326827	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 10:00				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.297578	1.489536	0.199779	0.8601
LPRECIO(-1)	0.035734	0.152835	0.233806	0.8369
LPIB	0.058823	0.369694	0.159113	0.8882
LPIB(-1)	-0.070834	0.377136	-0.187822	0.8683
AR(1)	0.131719	0.426388	0.308919	0.7866
RESID(-1)	-0.548359	1.049140	-0.522675	0.6533
R-squared	0.120179	Mean dependent var	1.71E-11	
Adjusted R-squared	-2.079374	S.D. dependent var	0.025991	
S.E. of regression	0.045610	Akaike info criterion	-3.223681	
Sum squared resid	0.004161	Schwarz criterion	-3.164100	
Log likelihood	18.89472	F-statistic	0.054638	
Durbin-Watson stat	1.828900	Prob(F-statistic)	0.994993	

TARIFA HS-L

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 22:03				
Sample: 1992 2001				
Included observations: 10				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	20.64534	1.134771	18.19339	0.0000
LPRECIO	-0.966513	0.551226	-1.753387	0.1230
TIEMPO	0.119588	0.020401	5.861896	0.0006
R-squared	0.847834	Mean dependent var	23.17491	
Adjusted R-squared	0.804358	S.D. dependent var	0.417977	
S.E. of regression	0.184877	Akaike info criterion	-0.294923	
Sum squared resid	0.239257	Schwarz criterion	-0.204148	
Log likelihood	4.474615	F-statistic	19.50122	
Durbin-Watson stat	2.196495	Prob(F-statistic)	0.001374	

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.910674	Probability	0.376784	
Obs*R-squared	1.317779	Probability	0.250991	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 10:01				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.512692	1.262136	-0.406210	0.6987
LPRECIO	-0.244677	0.611161	-0.400349	0.7028
TIEMPO	0.003157	0.020797	0.151808	0.8843
RESID(-1)	-0.423693	0.443986	-0.954292	0.3768
R-squared	0.131778	Mean dependent var	8.88E-16	
Adjusted R-squared	-0.302333	S.D. dependent var	0.163047	
S.E. of regression	0.186068	Akaike info criterion	-0.236231	
Sum squared resid	0.207729	Schwarz criterion	-0.115197	
Log likelihood	5.181154	F-statistic	0.303558	
Durbin-Watson stat	2.008006	Prob(F-statistic)	0.822251	

TARIFA HT

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 10/02/03 Time: 22:11				
Sample: 1993 2001				
Included observations: 9				
Convergence achieved after 4 iterations				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	17.23296	1.912310	9.011591	0.0008
LPRECIO	-1.207260	1.024507	-1.178381	0.3040
TIEMPO	0.182803	0.037983	4.812741	0.0086
D2	-0.436162	0.170618	-2.556376	0.0629
AR(1)	0.159367	0.109690	1.452886	0.2199
R-squared	0.957380	Mean dependent var	20.50645	
Adjusted R-squared	0.914760	S.D. dependent var	0.543143	
S.E. of regression	0.158576	Akaike info criterion	-0.544987	
Sum squared resid	0.100585	Schwarz criterion	-0.435418	
Log likelihood	7.452441	F-statistic	22.46304	
Durbin-Watson stat	2.281792	Prob(F-statistic)	0.005295	
Inverted AR Roots	.16			

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.077476	Probability	0.798830	
Obs*R-squared	0.226577	Probability	0.634073	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 10:02				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.178192	2.272225	-0.078422	0.9424
LPRECIO	-0.090103	1.212041	-0.074340	0.9454
TIEMPO	-1.53E-06	0.043304	-3.52E-05	1.0000
D2	-0.012549	0.199673	-0.062850	0.9538
AR(1)	0.010644	0.130770	0.081395	0.9403
RESID(-1)	-0.172203	0.618666	-0.278346	0.7988
R-squared	0.025175	Mean dependent var	-4.99E-11	
Adjusted R-squared	-1.599533	S.D. dependent var	0.112130	
S.E. of regression	0.180788	Akaike info criterion	-0.348262	
Sum squared resid	0.098053	Schwarz criterion	-0.216779	
Log likelihood	7.567180	F-statistic	0.015495	
Durbin-Watson stat	2.160132	Prob(F-statistic)	0.999797	

TARIFA HT-L

Dependent Variable: LCANTIDAD				
Method: Least Squares				
Date: 08/30/03 Time: 21:10				
Sample: 1992 2001				
Included observations: 10				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	19.14562	1.147625	16.68283	0.0000
LPRECIO	-1.519008	0.529357	-2.869532	0.0240
TIEMPO	0.111093	0.019461	5.708400	0.0007
R-squared	0.894492	Mean dependent var		23.01404
Adjusted R-squared	0.864347	S.D. dependent var		0.450088
S.E. of regression	0.165772	Akaike info criterion		-0.513080
Sum squared resid	0.192363	Schwarz criterion		-0.422304
Log likelihood	5.565399	F-statistic		29.67296
Durbin-Watson stat	1.957430	Prob(F-statistic)		0.000381

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	0.137202	Probability		0.723803
Obs*R-squared	0.223559	Probability		0.636342
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 11/21/03 Time: 10:04				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.067893	1.239272	-0.054785	0.9581
LPRECIO	-0.028862	0.570688	-0.050574	0.9613
TIEMPO	0.001481	0.021165	0.069960	0.9465
RESID(-1)	-0.169252	0.456933	-0.370409	0.7238
R-squared	0.022356	Mean dependent var		3.35E-15
Adjusted R-squared	-0.466466	S.D. dependent var		0.146197
S.E. of regression	0.177042	Akaike info criterion		-0.335689
Sum squared resid	0.188062	Schwarz criterion		-0.214655
Log likelihood	5.678447	F-statistic		0.045734
Durbin-Watson stat	1.780735	Prob(F-statistic)		0.985765