

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE ECONOMÍA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**TARIFAS ELÉCTRICAS DE USO DOMÉSTICO EFICIENTES:
PROPUESTA PARA UN ESQUEMA DE TARIFAS MULTI-PARTES**

Por

JESUS WENSCESLAO TORRES CANTÚ

**Tesis presentada como requisito parcial para
obtener el grado de Maestría en Economía con
Orientación en Economía Industrial**

SEPTIEMBRE 2010

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Dr. Daniel Flores Curiel, asesor de mi tesis, por su paciencia y apoyo en el desarrollo del presente trabajo; también quiero agradecer al Dr. Julio Cesar Arteaga García y al Dr. Leonardo Egidio Torre Cepeda, quienes forman parte del Comité de Tesis, por sus invaluable comentarios.

Asimismo, agradezco a la Facultad de Economía y a la planta docente, por darme la oportunidad de ampliar mis horizontes y obtener una educación de la mayor calidad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por el apoyo económico para la realización de mis estudios.

A todos los amigos y compañeros que de manera directa o indirecta contribuyeron al desarrollo de este trabajo, en especial a Horacio González G., Rodrigo Crespo E., Mario C. Damonte y demás compañeros de la SHCP, CFE, etc.

Finalmente, a mi familia, por el apoyo incondicional y moral que siempre me han brindado; agradezco muy especialmente a mi esposa Georgina, a mis padres Juanina y Jesús y a mis tíos Leticia y Rodolfo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPÍTULO I.- LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN MÉXICO.....	5
1.1.- LA POLÍTICA TARIFARIA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO	5
1.2.- LAS TARIFAS ELÉCTRICAS PARA USO DOMÉSTICO	7
1.2.1.- Subsidios Implícitos en las Tarifas Eléctricas al Sector Doméstico.....	9
1.3.- LA ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE Y LA DISTORSIÓN DE LA SEÑAL DE PRECIOS	13
1.4.- DETERMINANTES DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
1.5.- EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL ESTADO DE NUEVO LEÓN	24
1.6.- PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS.....	27
 CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO.....	29
2.1.-EL PRECIO ÓPTIMO EN PRESENCIA DE ECONOMÍAS DE ESCALA.....	29
2.1.1.-Precios de Ramsey	32
2.1.2.-Equidad y Eficiencia.- El Modelo de Feldstein para Precios del Sector Público	33
2.2.-PROPUESTA ALTERNATIVA PARA AMÉRICA LATINA.....	38
2.3.-HACIA UNA ESTRUCTURA ÓPTIMA DE TARIFAS ELÉCTRICAS DE USO DOMÉSTICO EN MÉXICO.....	41
2.3.1.- Costo marginal de Generación (Capacidad y Energía).....	44
2.3.2.- Costo Marginal de Capacidad (redes).....	46
2.3.3.- Cargo de Acceso y el Excedente del Consumidor	49
2.3.3.1.- Determinación de la Elasticidad-Precio de la Demanda y el Excedente del Consumidor	51
2.4.- FUNCIONES DE GASTO EN ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU CORRELACIÓN CON EL INGRESO	54

CAPÍTULO III.- DETERMINACIÓN DE UN ESQUEMA EFICIENTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS: EL CASO DEL ÁREA METROPOLITANA DE MONTERREY 58

3.1.- DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO Y EL CARGO DE ACCESO.....	58
3.1.1.- Costo Marginal de Energía (Costo Marginal Promedio de Corto Plazo).....	59
3.1.2.- Costo Marginal de Capacidad (Ley de Cantidad de Obras)	60
3.1.3.- Cargo de Acceso a la Red	63
3.1.3.1.- Determinación de la Elasticidad-Precio de la Demanda por Electricidad para Uso Doméstico	65
3.1.3.2.- Cálculo del Excedente del Consumidor	70
3.2.- ANÁLISIS DE CORRELACIÓN ENTRE EL INGRESO MONETARIO Y EL GASTO EN ENERGÍA ELÉCTRICA.....	74
3.2.2.- Estimación de las Funciones de Gasto en Energía Eléctrica	77

CAPÍTULO IV.- CONSIDERACIONES FINALES EN MATERIA DE REGULACIÓN..... 84

4.1.- IMPACTO DEL ESQUEMA TARIFARIO EFICIENTE EN EL INGRESO DE LOS HOGARES Y LA SUSTENTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	84
4.1.1.- Mecanismos de Compensación: Subsidios Explícitos.....	86
4.2.- REFORMA Y REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO.....	90

ANEXO.- DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LA ENIGH 2004..... 95

BIBLIOGRAFÍA..... 98

TABLA DE CUADROS

Cuadro 1.1. Tarifas por Temperatura Media Mínima y % de Usuarios en DAC	8
Cuadro 1.2. Estimación de Subsidios por Decil de Usuarios, 2007.....	10
Cuadro 1.3. Relación Aprovechamiento – Subsidio de la CFE	12
Cuadro 1.4. Gasto en Energía Eléctrica como Proporción del Ingreso Corriente Monetario	21
Cuadro 1.5. Consumo de Energía Eléctrica por Tipo de Aparato.....	23
Cuadros 2.1.- Correlación del Gasto en Energía Eléctrica y Otras Variables.....	57
Cuadro 2.2.- Correlación entre el Gasto en Energía Eléctrica por Cuartil entre Aparatos y Características del Hogar	57
Cuadro 3.1.- Costo Marginal de Energía	59
Cuadro 3.2.- Energía Vendida (GWh-año) y Evolución de las Redes (Kilómetros) .	60
Cuadro 3.3.- Cargos de Energía y Capacidad por Cuartiles de Ingreso Monetario (\$/kWh)	63
Cuadro 3.4.- Determinación del Cargo de Acceso por Usuario Mensual.....	64
Cuadro 3.5.- Correlogramas de las Series de Cantidad de Energía Vendida al Sector Doméstico (kWh).....	66
Cuadro 3.6.- Correlogramas de las Series de Precio Medio	66
Cuadro 3.7.- Correlogramas de las Series del PIB Real	66
Cuadro 3.8.- Resultados de la Regresión del Modelo de Ajuste Parcial.....	69
Cuadro 3.9.- Correlograma de los Residuos	69
Cuadro 3.10.- Cálculo de “-b” para Corto y Largo Plazos.....	70
Cuadro 3.11.- Cálculo de “a” para Corto y Largo Plazos	71
Cuadro 3.12.- Determinación del Precio donde $Q = 0$	71
Cuadro 3.13.- Determinación del Excedente del Consumidor con Elasticidades Precio de la Demanda de Corto y Largo Plazos.....	72
Cuadro 3.14.- Cargo de Acceso Vs. Excedente del Consumidor.....	73
Cuadro 3.15.- Pliego Tarifario en Función del Nivel de Ingresos	73
Cuadro 3.16.- Relación de Precios Medios (Vigente – Propuesto).....	74
Cuadro 3.17.- Promedios de las Variables Representativas de Acuerdo al Cuartil de Ingreso Monetario	75
Cuadro 3.18.- Proporción del Gasto en Energía Eléctrica sobre el Ingreso y Gasto Monetarios	75
Cuadro 3.19.- Regresión Lineal en Logaritmos para el Cuartil I.....	78
Cuadro 3.20.- Regresión Lineal en Logaritmos para el Cuartil II	79
Cuadro 3.21.- Regresión Lineal en Logaritmos para el Cuartil III	79

Cuadro 3.22.- Regresión Lineal en Logaritmos para el Cuartil IV	79
Cuadro 3.23.- Elasticidades con Respecto al Gasto en Energía Eléctrica, Considerando el Equipamiento Desagregado	80
Cuadro 4.1.- Impacto por la Modificación de la Estructura Tarifaria.....	85
Cuadro 4.2.- Nuevo Pliego Tarifario con Subsidios al 75% de los Usuarios	87
Cuadro 4.3.- Evaluación de la Propuesta	87
Cuadro 4.4.- Modelos de la Estructura para la Industria Eléctrica	92

TABLA DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1.- Evolución Real del Monto de Subsidios Otorgado por CFE al Sector Doméstico Vía Tarifas Eléctricas.....	11
Gráfica 1.2.- Precio Medio Tarifa 1 Vs. Precio Medio Tarifa DAC.....	13
Gráfica 1.3.- Maximización de la Utilidad.....	14
Gráfica 1.4.- Restricciones de Presupuesto no Lineales.	16
Gráfica 1.5.- Series de Tendencia del Consumo de Energía Eléctrica del Sector Doméstico vs. PIB.....	22
Gráfica 1.6.- Serie de Estacionalidad del Consumo Doméstico de Energía Eléctrica	22
Gráfica 1.7.- Distribución por Estados según la Disponibilidad de Refrigerador	25
Gráfica 1.8.- Distribución por Estados según la Disponibilidad de TV.....	26
Gráfica 1.9.- Distribución por Estados según la Disponibilidad de Computadora	26
Gráfica 2.1.- Funciones de Costo Medio y Costo Marginal.	29
Gráfica 2.2.- Pérdida de Bienestar con Precio igual a Costo Medio.....	31
Gráfica 2.3.- Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo a partir de la Monótona de Carga.	45
Gráfica 2.4.- Utilización de la Energía de acuerdo al Nivel de Ingreso.....	56
Gráfica 3.1.- Factor de Escala en la Red de Distribución	61
Gráfica 3.2.- Capacidad de Demanda en Kw por Cuartiles de Ingreso Monetario....	63
Gráfica 3.3.- Series Históricas de la Cantidad Vendida y Precio Medio del Sector Doméstico	67
Gráfica 3.4.- Serie Histórica del PIB en México (1967 – 2007).....	68
Gráfica 3.5.- El Excedente del Consumidor.....	72
Gráfica 3.6.- Precios Medio y Marginal para Usuarios Domésticos en el Área Metropolitana de Monterrey, ENIGH 2004	76
Gráfica 3.7.- Consumo Promedio de Energía Eléctrica por Cuartil de Ingreso Monetario	76
Gráfica 3.8.- Comparativo de Elasticidades Ingreso del Gasto en Electricidad por Cuartiles de Ingreso Monetario	82

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico mexicano es un monopolio natural, público y legal. Así, en términos de fijación de tarifas eléctricas, no es posible igualar el precio al costo marginal para determinar un nivel socialmente óptimo. En su condición de monopolio natural con economías de escala, la empresa no alcanzaría a cubrir sus costos de suministro debido a un déficit de ingresos generado por la diferencia entre costos medios y marginales. Por lo tanto, es necesario establecer un precio regulado que permita a la empresa recuperar sus costos y enviar señales de eficiencia a los consumidores.

El diseño de tarifas eléctricas óptimas se realiza en dos etapas: estructura y nivel. Por una parte, la estructura de las tarifas tiene que responder a un criterio de costos marginales de largo plazo. Por otra parte, la estructura resultante tiene que considerar un nivel que permita a la empresa ser financieramente sustentable en el largo plazo. En este proceso, el papel del regulador es de suma importancia.

A través de su estructura, las tarifas envían señales respecto del uso que deben dar a la energía eléctrica los usuarios; el suministrador, por su parte, recibe la señal sobre la evolución más eficiente de la estructura de sus costos e inversiones de acuerdo con el comportamiento de la demanda. El nivel de las tarifas envía una señal de precio a los usuarios que refleja el costo de la energía y el suministrador, en un esquema de regulación, recibe una señal de eficiencia en el nivel de sus costos y su rentabilidad.

En México se aplica una política tarifaria mixta. Es decir, algunas tarifas se determinan a partir de los costos marginales de largo plazo y otras responden a otro tipo de criterios, que no necesariamente están ligados a la teoría económica. Por ejemplo, las tarifas de uso doméstico, salvo la tarifa de alto consumo (DAC) que refleja (en estructura) al menos el costo de suministro de la energía (costo variable)¹, no consideran una estructura y nivel eficientes; es decir, su estructura no está

¹ Sin embargo, la relación precio/costo de la tarifa DAC muestra que ésta se encuentra en niveles hasta 20% por encima del costo medio contable, lo que hace suponer que esa condición superavitaria es reflejo de que la tarifa está excedida de lo que pudiera ser un costo eficiente.

determinada por el criterio de costos marginales y, por lo mismo, sólo pueden ser comparadas contra el costo medio de suministro, el cual resulta mayor al precio medio para dichas tarifas; es decir, las tarifas domésticas consideran un “subsidio implícito” para los usuarios, el cual se aplica vía tarifas mediante un esquema de bloques de consumo y escalones de precios crecientes.

Es por eso que la señal de precios enviada a través de la estructura vigente de tarifas domésticas no refleja las condiciones necesarias de eficiencia y racionalidad y, por el contrario, propicia que los usuarios tengan una visión distorsionada del verdadero costo de suministro, así como una débil o nula percepción del subsidio recibido vía tarifas.

El objetivo del presente trabajo es proponer un esquema de tarifas eléctricas socialmente eficiente; sin embargo, dado que actualmente dichas tarifas apenas cubren aproximadamente el 40% de su costo contable, cualquier modificación implicará necesariamente incrementos en la facturación de los usuarios, de manera que se propondrá y evaluará un esquema adicional de otorgamiento de subsidios explícitos que genere una distribución más progresiva de los mismos².

El esquema propuesto estará basado en una tarifa multi-partes, donde se cobre un cargo variable que incluya el costo marginal por la cantidad de kilo Watts hora (kWh) consumidos (energía) más el costo marginal de la infraestructura (capacidad), el cual será ponderado por la capacidad de demanda de los usuarios; adicionalmente, dado que el esquema de costos marginales generará un déficit de ingresos en la empresa, se determinará un cargo de acceso a la red (cargo de entrada) que estará en función del excedente del consumidor con el cual se compensará el déficit y se asegurará la obtención del ingreso requerido por la empresa sin que ello implique perder la señal de precios.

Posteriormente, se proponen y evalúan esquemas de subsidios explícitos, focalizados y progresivos, determinando criterios generales para su aplicación.

² Actualmente la estructura de tarifas eléctricas creciente genera regresividad en el otorgamiento de subsidios ya que el monto del mismo está relacionado positivamente con la cantidad consumida (esto bajo el supuesto de que el ingreso y el consumo de energía se encuentran correlacionados).

En el primer capítulo se presenta una descripción de la política tarifaria del sector eléctrico en México, haciendo hincapié en las tarifas para uso doméstico: cómo se determinan y distribuyen los subsidios implícitos así como su impacto en las finanzas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE); asimismo, se presenta un planteamiento teórico de cómo el esquema actual genera distorsiones en la demanda por la no linealidad en la restricción de presupuesto, pero aclarando que el esquema vigente en México se sustenta sobre una base alejada de la eficiencia económica; aquí se propone un mecanismo para medir los subsidios. Por otro lado, se señalan algunos elementos que determinan la demanda por electricidad considerando la situación del Área Metropolitana de Monterrey (AMM).

El segundo capítulo contiene el marco teórico sobre el cual se establecerá la propuesta para un nuevo esquema de tarifas eléctricas socialmente eficientes. Aquí, se presentan las alternativas más conocidas en la literatura para fijar precios eficientes cuando los costos medios son decrecientes: precio igual a costo marginal, precio igual a costo medio, precios de Ramsey y tarifas multi-partes [Coase, 1946]. Se describen brevemente algunas propuestas relevantes en este tema, desde el modelo de los precios de Ramsey [1927], Feldstein [1972] y un modelo presentado por Damonte [2009], con aplicaciones al sector eléctrico en países de América Latina. Por otro lado, tomando como referencia el marco teórico descrito, se describe la metodología para la determinación de los costos marginales de energía y capacidad, así como el excedente del consumidor y el cargo de acceso; luego se expone la metodología para el cálculo de las funciones de gasto en energía eléctrica por grupos de usuarios de acuerdo a su nivel de ingreso monetario.

En el tercer capítulo se determina la estructura tarifaria propuesta y sus niveles respectivos. De igual forma se desarrollan los análisis de la base de datos (ENIGH 2004, para el AMM), donde se determina la correlación y sensibilidad del gasto en energía eléctrica de los hogares respecto de su ingreso, precios y características del hogar, como: tamaño, habitantes, acervo de equipamiento del hogar, entre otras.

Finalmente, en el capítulo cuarto se realiza un comparativo de la estructura tarifaria propuesta y la vigente, a fin de determinar los montos de subsidio explícito que

requerirán los usuarios para reducir el impacto de la modificación a la estructura tarifaria para cada grupo de usuarios. Asimismo, se presentan algunos elementos del marco regulatorio mexicano que pueden impedir que en el futuro se transite hacia una política de precios y tarifas eficiente en el sector eléctrico; adicionalmente se proponen algunas alternativas por las cuales se podría transitar hacia una reforma integral del sector eléctrico en México.

Por último, es importante señalar que el presente trabajo ofrece una herramienta práctica para la fijación de tarifas de un servicio público, como lo es la electricidad; de la que se destaca la propuesta de una “estructura tarifaria” que enviaría señales económicas bidireccionales (a los usuarios y a la empresa), en un esquema de regulación eficiente del sector eléctrico.

CAPÍTULO I.- LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN MÉXICO

En este capítulo se describe de manera general cómo funciona el sector eléctrico en México, así como los procesos para la determinación de las distintas tarifas y la problemática que enfrentan específicamente las tarifas de uso doméstico.

1.1.- La Política Tarifaria del Sector Eléctrico en México

El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos [CPEUM] señala que *“corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público”*. De manera similar, el artículo 28 señala que *“no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva”* en las áreas consideradas estratégicas, entre ellas *“la generación de energía nuclear y electricidad”*. Finalmente, el mismo artículo menciona que *“Se podrán otorgar subsidios a actividades prioritarias, cuando sean generales, de carácter temporal y no afecten sustancialmente las finanzas de la Nación. El Estado vigilará su aplicación y evaluará los resultados de ésta”*.

Es así que la industria del servicio público de energía eléctrica se constituye como un monopolio público y legal, el cual es propiedad de la Nación, siendo el Gobierno Federal (GF) el encargado de administrar y garantizar el abasto de electricidad para los propósitos de desarrollo económico, seguridad, bienestar, etc.

Respecto a la política tarifaria del sector eléctrico, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica [LSPEE], en su artículo 31, faculta a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) a fijar los criterios para la determinación de las tarifas eléctricas en el país, con la participación de la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Economía (SE), a propuesta de la CFE. En este proceso participa también la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Cabe mencionar que la LSPEE señala que estos criterios tenderán a cubrir las necesidades financieras y de ampliación del servicio público, así como el racional consumo de energía.

En ese sentido, las tarifas eléctricas son de aplicación general y tienen como objetivo reflejar los costos de proveer el servicio y enviar una señal de eficiencia a los usuarios. Sin embargo, el GF ha definido la política tarifaria de acuerdo con el sector al que se le suministra, considerando elementos tanto de tipo económico como social.

Existen tarifas que aplican para la gran y mediana industria, tarifas para comercios y pequeña industria, tarifas para servicios públicos (alumbrado y bombeo de aguas), tarifas de bombeo para sistemas de riego agrícola y tarifas domésticas.

En general, las tarifas eléctricas se pueden dividir en dos tipos: las que están determinadas a partir de Costos Económicos (Costos Marginales de Largo Plazo, CMgLP) y las que se determinan a partir de los Costos Contables (CC).

Para el caso de las tarifas de media y alta tensiones, así como la tarifa doméstica de alto consumo (DAC), se utiliza el criterio de los CMgLP. En este caso, se determina el costo de suministrar una unidad adicional de energía eléctrica (kWh) en un escenario de largo plazo (10 años)³.

El resto de las tarifas se comparan con el CC y se ajustan de acuerdo con la política tarifaria de cada sector, la cual puede ser por incrementos anuales o por la aplicación de un desliz mensual a fin de cumplir con alguna meta anual preestablecida, como es el caso de las tarifas para uso doméstico (exceptuando la DAC).

El 74% de los ingresos de la CFE corresponde a tarifas ligadas directamente al CMgLP, mientras que el 26% restante corresponde a tarifas que, por su diseño, están determinadas con base en otros criterios como el CC, y normalmente son deficitarias. Es decir, el usuario paga un precio menor al costo contable de suministro⁴. Estas tarifas son las de uso doméstico y agrícola, las cuales representan el 34% de las ventas totales. Por lo tanto, la CFE vende más energía a dichos sectores pero recibe menos ingresos en proporción al resto de los grupos tarifarios.

³ Para ello, se considera un escenario de precios de los combustibles y de la infraestructura, y éstos se ajustan mensualmente a partir de una fórmula que incluye la variación en 7 índices de precios al productor del sector secundario y los precios de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica (gas natural, combustóleo, diesel y carbón nacional e importado).

⁴ A esa diferencia se le conoce como subsidio implícito.

1.2- Las Tarifas Eléctricas para Uso Doméstico

La estructura de las tarifas domésticas establece bloques de consumo y escalones de precios crecientes, y está constituida por 2 bloques de consumo, el primer bloque (consumo básico) cuenta con 2 escalones: uno básico y otro intermedio; y el segundo bloque (consumo moderado) considera 3 escalones: básico, intermedio y excedente.

Existe una justificación de tipo social para la existencia de los bloques en las tarifas domésticas. El objetivo del GF es apoyar a los usuarios con consumos más bajos aplicándoles cargos tarifarios más bajas. Para ello, tiene que incrementar las tarifas de los usuarios con mayores consumos haciendo que paguen un precio promedio por kWh más alto; lo anterior, bajo el supuesto de que el nivel de consumo se encuentra correlacionado con el nivel de ingreso de los usuarios.

Por otro lado, las tarifas domésticas son estacionales, es decir, los cargos cambian dependiendo de la temporada (verano e invierno), siendo más bajos en verano. Sin embargo, el subsidio implícito se otorga en ambas temporadas. Es así que en principio la clasificación de las tarifas domésticas depende del clima de la región y varía de acuerdo con la temporada.

Actualmente existen 7 tarifas domésticas que aplican a distintas localidades, dependiendo de sus condiciones climáticas (en regiones con climas extremos, las necesidades de consumo de energía eléctrica son mayores que en regiones con climas más templados).

Inicialmente, existía sólo una tarifa doméstica (1), sin embargo, a partir de 1973 el GF comenzó a considerar las diferencias en las necesidades de consumo de los usuarios de acuerdo con la temperatura de sus regiones. En ese año se crea la tarifa 1A, posteriormente, en 1986 se crean las tarifas 1B y 1C, en 1990 la tarifa 1D, en 1995 la tarifa 1E y en abril de 2002 la tarifa 1F, como una respuesta a la presión política y social por la creación de la tarifa DAC en febrero de ese mismo año.

Aunque la SHCP es la encargada de fijar y modificar las tarifas eléctricas, es la CFE quien clasifica a cada localidad en su respectiva tarifa considerando los reportes de temperatura oficiales de la Comisión Nacional del Agua. De esta forma, si en la región se registran cambios considerables en los registros de temperaturas aplica un proceso de análisis por parte de la CFE en donde evalúa la reclasificación tarifaria de las regiones.

Como ya se señaló, en 2002 se creó la tarifa DAC, con el propósito de eliminar el subsidio a los usuarios de mayor consumo en el país. De esta manera, se establecieron límites de consumo en cada tarifa; a partir de los cuales se aplicaría una tarifa sin subsidio (el límite de alto consumo es el promedio móvil de 12 meses).

En el siguiente cuadro se muestran los criterios de temperatura para la clasificación tarifaria, los límites de consumo y el porcentaje de usuarios a los que se les aplica la tarifa sin subsidio (2% global):

Cuadro 1.1. Tarifas por Temperatura Media Mínima y % de Usuarios en DAC

Tarifa	Temperatura Media Mínima	Límite de Alto Consumo (kWh/mes)	% de usuarios en DAC
1	Menor a 25°	250	2.71
1A	25°	300	1.89
1B	28°	400	1.95
1C	30°	850	0.9
1D	31°	1,000	0.39
1E	32°	2,000	0.11
1F	33°	2,500	0.06

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE.

Sin embargo, a raíz de la creación de la tarifa DAC, el GF ha respondido a las presiones políticas y sociales reclasificando diversas localidades en tarifas cada vez más subsidiadas; lo que ha generado que cada vez se otorguen más subsidios de manera implícita vía tarifas eléctricas a los hogares mexicanos.

Por otro lado, el hecho de que la tarifa DAC se ajuste mensualmente con la variación en los costos de suministro, y el resto de las tarifas domésticas con el criterio de un desliz mensual, ha generado mayores diferencias entre ambas tarifas.

1.2.1.- Subsidios Implícitos en las Tarifas Eléctricas al Sector Doméstico

Respecto al subsidio implícito, cabe destacar que este se compone de dos elementos, uno que se refiere al diferencial entre el precio que pagan los usuarios y el costo “eficiente” de proveer el servicio y el otro corresponde a las ineficiencias del organismo suministrador (CFE), propias de un monopolio público, principalmente por los altos costos y pasivos laborales; por lo que, en términos de eficiencia económica, se puede decir que el monto total del “subsidio” se reparte entre el organismo y los consumidores.

Sin embargo, al no contar con un acuerdo definido entre las autoridades reguladoras del sector y la propia CFE respecto al nivel de ingreso requerido eficiente, no ha sido posible determinar cuál debería ser el nivel de costos eficiente para operar el sistema eléctrico⁵. Por lo que, el subsidio implícito en las tarifas eléctricas se calcula actualmente como la diferencia entre los costos contables de suministro y el precio medio que pagan los usuarios.

Del total de subsidios, aproximadamente el 70% corresponde al sector doméstico. Por otro lado, los subsidios implícitos no solamente distorsionan la señal de precios sino que dada la estructura de bloques crecientes, son altamente regresivos, es decir, los usuarios con mayores consumos reciben un menor subsidio en términos relativos, pero en términos absolutos el monto que reciben es mayor; el cuadro muestra la distribución del subsidio por decil de usuarios.

⁵ Es posible determinar el tamaño de las ineficiencias de la CFE a través de un análisis de Benchmarking, comparando los niveles de costo y gastos de la empresa con otras similares en mercados regulados; sin embargo, aun y cuando se han realizado algunos ejercicios, la metodología no es homogénea, por lo que se presentan diferencias que son susceptibles de crítica.

Cuadro 1.2. Estimación de Subsidios por Decil de Usuarios, 2007**Sector Doméstico (Millones de Pesos)**

Decil	Subsidio	Porcentaje
I	1,689	2.4%
II	2,335	3.3%
III	3,990	5.7%
IV	5,237	7.5%
V	6,725	9.6%
VI	7,747	11.0%
VII	8,954	12.7%
VIII	10,138	14.4%
IX	11,181	15.9%
X	12,271	17.5%
Total	70,267	100.0%

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE.

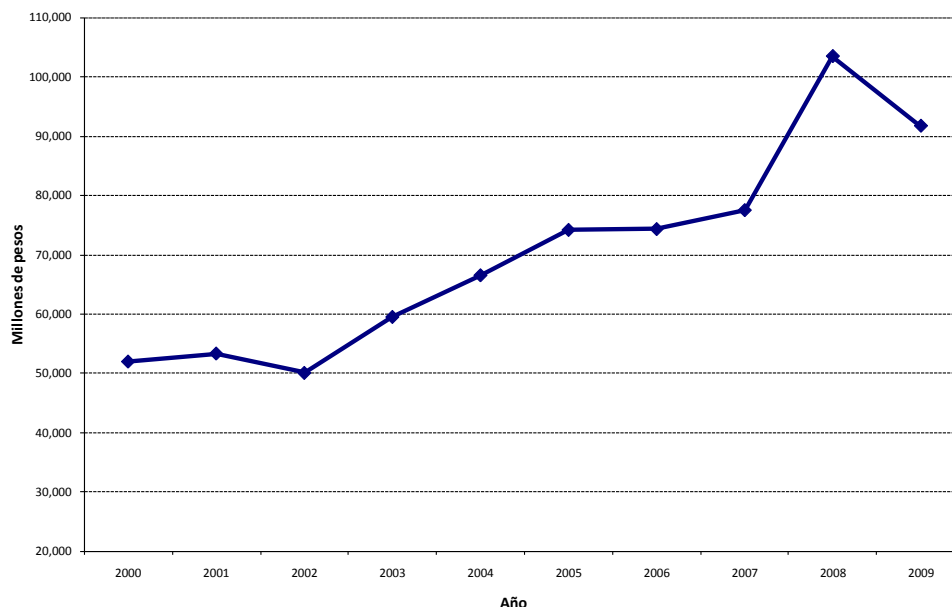
Nota.- El monto de subsidios considera los otorgados por Luz y Fuerza del Centro (LFC).

La política de otorgamiento de subsidios del GF considera que las tarifas domésticas no se ajustan mes a mes de acuerdo con la variación en los costos, sino con un desliz predeterminado que es similar a la expectativa de inflación (actualmente es 4% anual), con la finalidad de mantener su nivel en términos reales y no afectar el ingreso real de los hogares mexicanos. Sin embargo, el incremento de los costos en la industria eléctrica es más dinámico que la variación del Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), de manera que cada año el monto de subsidios se incrementa más que los ingresos por dichas tarifas.

Aunado a lo anterior, la reclasificación tarifaria de diversas localidades resultado de la presión política y social de los últimos años (2002 a la fecha), ha generado un incremento en los subsidios otorgados vía tarifas domésticas, que resulta prácticamente insostenible: 91,757 millones de pesos en 2009. Lo anterior plantea una problemática para la planeación y sustentabilidad de largo plazo del sistema eléctrico mexicano.

En la gráfica 1.1 se observa, cómo a partir de 2002 (año de creación de la tarifa DAC) y hasta el año 2009, el monto de subsidios otorgado vía tarifas eléctricas se incrementó hasta en un 83%, en términos reales.

Gráfica 1.1.- Evolución real del monto de subsidios otorgado por CFE al sector doméstico vía tarifas eléctricas (millones de pesos de diciembre, 2009)



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE y Banxico.

El GF cubre el monto de subsidios fijando un “aprovechamiento” a la CFE por concepto del pago por el uso de la infraestructura eléctrica del país, ya que el servicio público de energía eléctrica es propiedad de la nación; sin embargo, no existe un flujo real de efectivo entre CFE y el GF, es decir, se trata de movimientos contables virtuales⁶, de manera que el subsidio implícito en las tarifas eléctricas no se refleja en el Presupuesto de Egresos.

El aprovechamiento se determina como una tasa de rentabilidad del patrimonio de la CFE. Desde 1992, año de la reforma a la LSPEE, se determinó que la SHCP fijaría dicha tasa, la cual ha sido desde entonces de 9% y se aplica sobre el activo fijo neto en operación de la CFE. Si el monto del aprovechamiento resulta mayor al del subsidio total, el diferencial se considera como una aportación del GF al patrimonio de la CFE; en caso de ser insuficiente, la diferencia se aplica en detrimento de dicho patrimonio y en ocasiones se requiere que el GF realice transferencias para cubrir el

⁶ Se refiere a operaciones que aparecen en la información contable de la empresa pero que no representan flujos reales de efectivo.

monto faltante. Desde el año 2000, este monto ha sido insuficiente y cada vez mayor, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 1.3. Relación aprovechamiento – subsidio de la CFE
(en millones de pesos de 2009)

Año	Aprovechamiento	Subsidio	Aprovechamiento / Subsidio	Aprovechamiento menos Subsidio
1992	37,872	12,241	3.09	25,631
1993	34,732	16,456	2.11	18,276
1994	37,583	26,487	1.42	11,096
1995	34,021	35,452	0.96	-1,431
1996	48,395	45,348	1.07	3,047
1997	51,211	44,236	1.16	6,974
1998	46,316	38,996	1.19	7,320
1999	51,583	48,500	1.06	3,082
2000	52,875	60,115	0.88	-7,240
2001	57,936	66,367	0.87	-8,432
2002	53,834	57,208	0.94	-3,374
2003	56,761	71,960	0.79	-15,199
2004	58,315	74,173	0.79	-15,858
2005	60,139	80,000	0.75	-19,861
2006 ^{1/}	59,282	59,428	1.00	-145
2007	59,578	61,335	0.97	-1,758
2008	57,760	79,763	0.72	-22,003
2009	55,484	71,964	0.77	-16,480

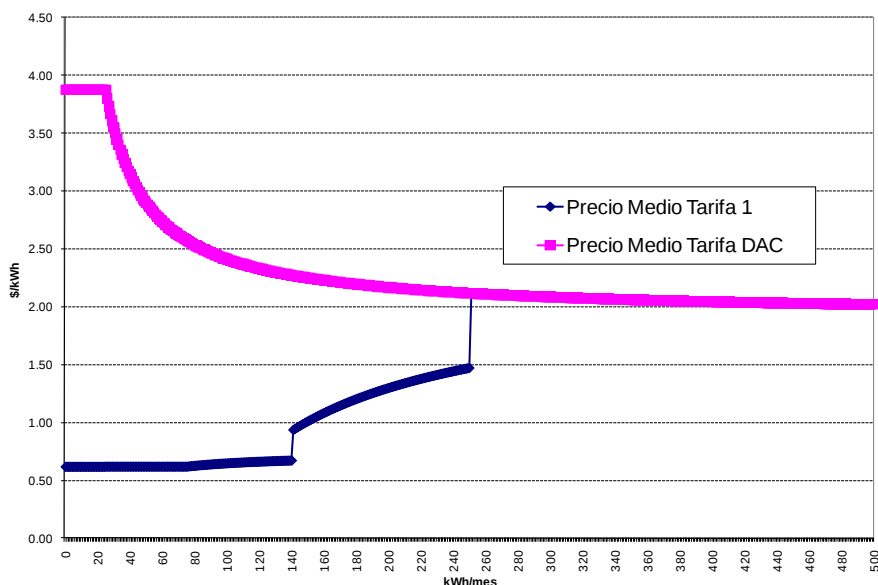
Fuente: CFE, estados financieros dictaminados. Cifras a pesos del 31 de diciembre de cada año.

Las cifras de los estados dictaminados consideran el subsidio a LFC.

^{1/} A partir de 2006, CFE cambió la metodología para la determinación del subsidio, por lo que a partir de ese año, en los estados financieros dictaminados, se reporta el subsidio neto, es decir, el total del monto de tarifas subsidiadas descontando el monto excedente de las tarifas superavitarias (DAC y Comerciales).

Una manera de medir el subsidio que reciben los usuarios, de acuerdo con su nivel de consumo, es a través de la diferencia entre la tarifa DAC y la tarifa doméstica para diversos niveles de consumo; se puede decir que la tarifa representa los costos de suministro. La gráfica 1.2 muestra esta relación para la tarifa 1⁷.

⁷ La estructura y nivel de la tarifa DAC está basada en los costos marginales de largo plazo de suministro para usuarios domésticos y considera dos cargos, uno fijo que se asocia a costos de comercialización y otro variable en donde se diluyen los costos de la infraestructura (inversión en plantas, redes de transmisión y de distribución) y de la energía suministrada.

Gráfica 1.2.- Precio Medio Tarifa 1 vs. Precio Medio Tarifa DAC

Fuente: Elaboración propia con datos de CFE.

Como se puede observar en la gráfica 1.2, el costo promedio en baja tensión (tarifa DAC) es decreciente conforme aumenta el consumo (por el cargo fijo); por otro lado, el precio promedio de la tarifa 1 es creciente (por su estructura en bloques). Este esquema de precios en bloques crecientes genera una relación positiva entre el precio promedio y la cantidad consumida, lo que dificulta identificar la función de demanda. Por lo anterior, es necesario considerar otros elementos como el nivel de equipamiento del hogar y el ingreso cuando se pretenda estimar la demanda por electricidad de los usuarios domésticos.

1.3.- La Estructura Tarifaria Vigente y la Distorsión de la Señal de Precios

La teoría del consumidor supone que los individuos seleccionan, de manera racional, una canasta de bienes a consumir que maximiza su utilidad o bienestar, considerando que están sujetos a una restricción presupuestal, que depende del ingreso disponible y es una función de los precios relativos de los bienes y servicios a consumir.

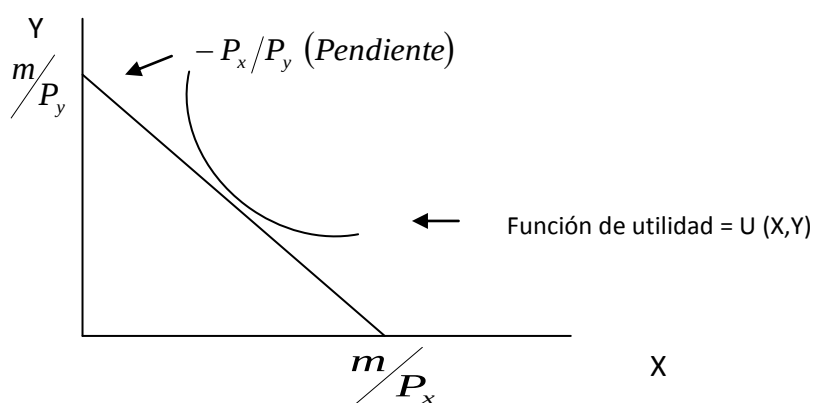
Los individuos toman la decisión de consumir de acuerdo con sus *preferencias* y sus *posibilidades*; las preferencias se determinan por la utilidad o bienestar que le genera al individuo el consumo de ciertos bienes, de ahí se derivan las funciones de utilidad como la suma de los elementos que engloban los gustos y/o preferencias de los individuos considerando el consumo de una determinada canasta de bienes [Silberberg, 2000].

Las *posibilidades* de consumir se determinan por el poder de compra, que se ajusta a una “restricción presupuestal”, la cual se puede ejemplificar bajo el supuesto de que existen sólo 2 bienes: un bien X y un bien Y que representa a todos los demás (excepto X). El presupuesto o ingreso del individuo está dado por m , y considerando los precios uniformes de X y Y como P_x y P_y ; se tiene la siguiente relación:

$$P_x X + P_y Y = m \quad (1.1)$$

La función representada por (1.1) asume que el individuo agota completamente su ingreso en consumir los bienes X y Y . Gráficamente, la restricción presupuestal es una función lineal, cuya pendiente es el negativo de la razón de precios, tal y como se muestra a continuación:

Gráfica 1.3.- Maximización de la utilidad



Fuente: Elaboración propia.

El conjunto presupuestario es el área bajo la recta de presupuesto, y el individuo puede consumir en cualquier parte debajo de dicha área, pero no por encima de esta; bajo el supuesto señalado de que todo individuo racional habrá de agotar su

presupuesto, éste se ubicará en el límite de dicha restricción, eligiendo una combinación de bienes X y Y tal que le genere el mayor nivel de bienestar. Es decir, cuando la pendiente de la restricción de presupuesto sea tangente a la tasa marginal de sustitución entre el paquete de bienes [Varian, 1999]:

$$\frac{\frac{\partial U(X^*)}{\partial X}}{\frac{\partial U(Y^*)}{\partial Y}} = \frac{p_x}{p_y} \quad (1.2)$$

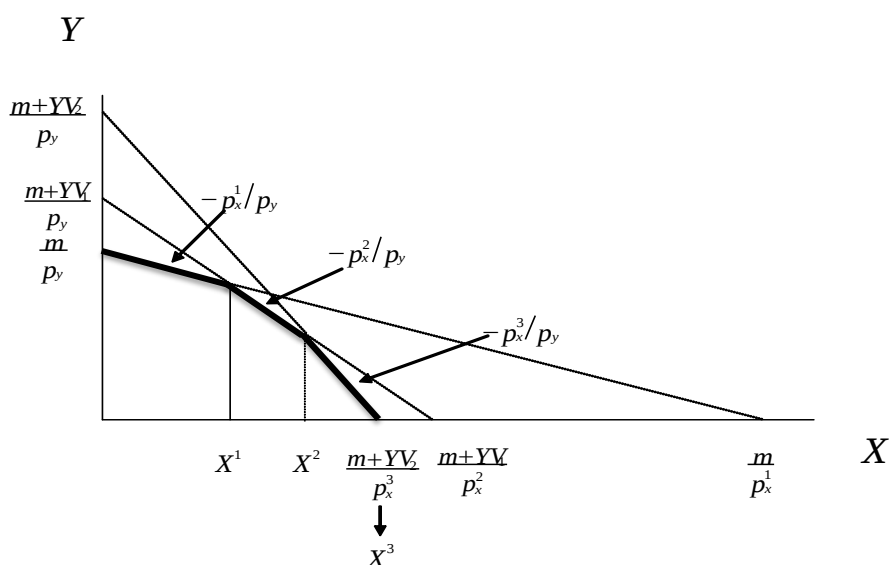
Sin embargo, la restricción de presupuesto no siempre será una función lineal. Existen casos en los que se observa que esta función no es lineal como cuando los bienes deben ser racionados [Hausman, 1985], pero de manera más general se señalan los siguientes casos [Deaton, 1999]:

1. Cuando existen cambios en la tasa de sustitución de los bienes ante distintos niveles de consumo de cada bien;
2. Cuando se presentan tarifas en dos partes;
3. Cuando se presentan transferencias al ingreso;
4. En el caso de la oferta de trabajo, cuando los individuos intercambian horas de trabajo por el pago de horas extra y/o tasas de impuesto progresivas;
5. Ante situaciones en las que se presentan distintas alternativas de trabajo (en este caso las funciones de presupuesto tienen una forma vertical);
6. Cuando se presenta una elección intertemporal con mercados de capital imperfectos;
7. Al considerar a los hogares como productores y de la misma forma, la restricción de presupuesto como parte de una función de producción; y
8. Cuando se presentan descuentos o sobre precios por volumen consumido.

Las tarifas eléctricas de uso doméstico en México, como se señaló anteriormente, presentan un esquema de cargos en bloques y escalones crecientes. Es decir, hay un aparente sobreprecio por volumen consumido; sin embargo, dicho sobreprecio no responde a criterios económicos, ya que la estructura tarifaria está diseñada de esta forma para reflejar los subsidios implícitos, es decir, transferencias al ingreso.

En términos generales, se presenta una situación en donde el precio medio y el precio marginal van creciendo a medida que aumenta el consumo. Esta situación hace que la restricción presupuestal no sea lineal. Así, se observa gráficamente cómo la restricción presupuestal es una función cóncava al origen con segmentos lineales.

Gráfica 1.4.- Restricciones de presupuesto no lineales.



Fuente: Elaboración propia.

Cuando el precio marginal del bien X se incrementa de manera escalonada de acuerdo con el cambio en la cantidad consumida; es decir, las primeras unidades de X se pagan al precio p_x^1 y las siguientes al precio p_x^2 y se cumple la condición de $p_x^2 > p_x^1$ y así sucesivamente; suponiendo la maximización de beneficios especificada en (1.2), se tiene que:

Dado $X^0 = 0, X^1, X^2, \dots, X^i$

$$\begin{array}{rcl}
 Si & X^0 < X < X^1 & \Rightarrow \frac{\frac{\delta U(X^*)}{\delta X}}{\frac{\delta U(Y^*)}{\delta Y}} = \frac{p_x^1}{p_y} \\
 & X^1 < X < X^2 & \Rightarrow \frac{\frac{\delta U(X^*)}{\delta X}}{\frac{\delta U(Y^*)}{\delta Y}} = \frac{p_x^2}{p_y} \\
 & \vdots & \vdots \\
 & X^{i-1} < X < X^i & \Rightarrow \frac{\frac{\delta U(X^*)}{\delta X}}{\frac{\delta U(Y^*)}{\delta Y}} = \frac{p_x^i}{p_y}
 \end{array}$$

El problema que surge al maximizar la función de utilidad sujeta a una restricción presupuestal no lineal es que el usuario puede determinar su consumo en niveles de precio distintos, ya sea en cualquiera de los segmentos en donde la tasa marginal de sustitución sea del tipo $\frac{p_x^i}{p_y}$, o bien en el punto de inflexión (por ejemplo donde X es igual a X^1), y para dicho punto no existe pendiente de la función de presupuesto, por lo que no es posible determinar la tasa marginal de sustitución [Maddock et al., 1992].

Sin embargo, lo anterior resulta útil si se quiere determinar el monto de subsidio que reciben los usuarios vía tarifas. Esto debido a que la factura total (o el gasto) del usuario es una función en donde se van adicionando los precios de los bloques que previamente consumió:

$$\text{Si } X^0 < X < X^1, \text{ Gasto} = Xp_x^1$$

$$\text{si } X^1 < X < X^2, \text{ Gasto} = Xp_x^1 + (X^2 - X^1)p_x^2$$

$$\vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots \quad \vdots$$

$$\text{si } X^{i-1} < X < X^i, \text{ Gasto} = X^1 p_x^1 + \dots + (X^{i-1} - X^{i-2})p_x^{i-1} + (X - X^{i-1})p_x^i$$

De manera resumida, el gasto se puede expresar de la siguiente manera:

$$G^i = \left(\sum_{i=1}^G (X^{i-1} - X^{i-2}) p_x^{i-1} \right) + (X - X^{i-1}) p_x^i \quad (1.3)$$

Donde G^i representa el gasto en el último bloque de precios consumido i .

Asimismo, se observa en la gráfica 1.5, un elemento que se suma al ingreso (m), que es el Ingreso Virtual (YV)⁸, y se entiende como una compensación virtual que recibe el consumidor por ubicarse en determinado bloque; es decir, el YV es la diferencia entre el pago que realiza el consumidor y lo que debió haber pagado si todas las unidades consumidas tuvieran el precio de la última unidad.

De tal forma que el Ingreso Virtual se puede determinar a partir del gasto que se realiza por el consumo de X , y se le puede considerar como parte del subsidio implícito en las tarifas eléctricas:

$$YV^i = (p_x^i \times X^i) - \left(\sum_{i=1}^{PB} (X^{i-1} - X^{i-2}) p_x^{i-1} \right) + (X - X^{i-1}) p_x^i \quad (1.4)$$

En donde i representa el bloque en el cual se ubica el consumidor.

Lo anterior cumple con la teoría, únicamente bajo el supuesto de que los cargos tarifarios de los bloques y escalones más altos reflejen los costos; sin embargo, como

⁸ El término Ingreso Virtual fue propuesto por Hausman [1985].

ya se señaló, la función de costos es la que corresponde a la tarifa de alto consumo, la cual se encuentra por encima del precio medio y marginal de cualquier tarifa doméstica con subsidio y tiene una forma decreciente respecto a la cantidad.

En virtud de lo anterior, al estimar la elasticidad precio de la demanda, considerando que el YV impacta en las decisiones de consumo, se está suponiendo que el consumidor no percibe la señal enviada por la tarifa subsidiada, sino por una tarifa con una estructura en bloques y que su transferencia (o compensación) se determina únicamente por la parte que corresponde al YV.

Como se observa, la estructura de las tarifas eléctricas genera distorsiones graves, que pueden afectar el resultado en una estimación de la elasticidad precio de la demanda por electricidad para los usuarios domésticos. En términos generales, el monto total de las transferencias o subsidios puede determinarse a partir de la integral de la función de costo medio de suministro (considerando a la tarifa DAC⁹) menos el precio medio de la tarifa doméstica, aunque ésta también presenta el inconveniente de contener las ineficiencias de la empresa.

Sin embargo, si se pretende determinar el costo social de la energía eléctrica de uso doméstico (incluyendo transferencias para el pago de ineficiencias y como ingreso virtual) a partir de la ecuación (1), se puede expresar como el producto del costo medio total de la CFE por la cantidad vendida, o bien, expresado en términos del precio medio:

$$CSEE_i^* = (p_i + \text{Subsidio}_i)q \Rightarrow \left(p_i + \left[\int_0^q \{f(PMeDAC, q) - f(PMeT, q)\} dq \right] \right) q \quad (1.5)$$

En donde p_i se refiere al precio medio que paga el individuo i .

⁹ Como ya se señaló, el precio medio de la tarifa DAC se encuentra por encima del costo medio contable, por lo que para un ejercicio de este tipo se debe ajustar su nivel.

La ecuación (1.5) refleja la señal de precios que reciben todos los usuarios, incluyendo el subsidio que reciben de manera implícita en el precio, pero no necesariamente refleja el costo socialmente óptimo.

Finalmente, a partir de la ecuación (1.5) es posible establecer un mecanismo para el cálculo de los subsidios que reciben vía tarifas los usuarios domésticos, a partir de sus niveles de consumo y precios medios¹⁰.

1.4.- Determinantes del Consumo de Energía Eléctrica

La electricidad es un bien que no puede ser consumido directamente, debe complementarse con el uso de aparatos eléctricos, ya sea iluminación, climatización, limpieza, electrodomésticos, etc.; de tal forma que el consumo de electricidad está estrechamente ligado al acervo de equipo del hogar (para el caso del consumo doméstico). Por lo tanto, resulta pertinente asumir que un bajo consumo de energía se puede asociar a un bajo nivel de ingreso y viceversa, aunque no siempre se cumple tal condición¹¹. En general, se considera que esta relación se cumple, como se observa en el siguiente cuadro, el cual muestra el gasto mensual por hogar en energía eléctrica respecto al decil de ingreso monetario a nivel nacional.

¹⁰ La CFE utiliza un modelo de asignación de costos para determinar el costo medio contable para cada grupo tarifario y compararlo con el precio medio para calcular el monto de subsidios asignado a cada grupo de usuarios.

¹¹ Se puede dar el caso de usuarios profesionistas con un nivel de ingreso medio-alto, pero con un consumo bajo explicado por la ausencia en el hogar; por otro lado, usuarios con un nivel de ingreso bajo, pueden tener un acervo deteriorado e ineficiente lo que eleva su consumo de energía eléctrica.

Cuadro 1.4. Gasto en energía eléctrica como proporción del Ingreso Corriente Monetario

Decil de ingreso	Ingreso Corriente Monetario por hogar mensual	Gasto en energía eléctrica por hogar mensual	Gasto en energía eléctrica como proporción del Ingreso Corriente Monetario
I	1,107	122	11.00%
II	2,391	162	6.80%
III	3,347	187	5.60%
IV	4,246	234	5.50%
V	5,282	244	4.60%
VI	6,502	272	4.20%
VII	8,082	308	3.80%
VIII	10,491	344	3.30%
IX	14,599	454	3.10%
X	33,072	778	2.40%
TOTAL (promedio)	8,912	326	3.70%

Fuente: INEGI. Encuesta Nacional de Ingreso y Gasto de los Hogares, 2006.

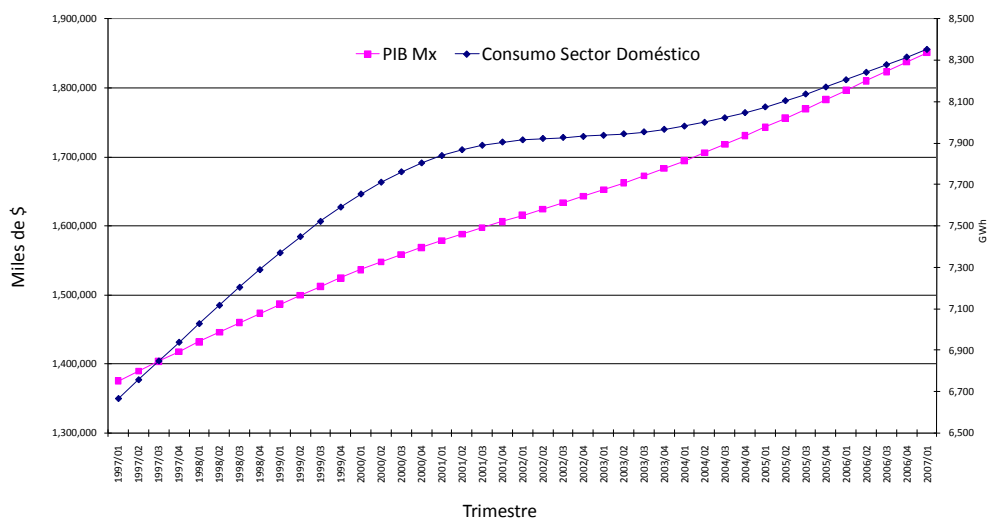
El consumo de electricidad está también determinado por otros factores como son la estacionalidad, el clima, el horario, la región y, en cierta medida, por las tarifas y los subsidios.

En México, el 97% de los hogares cuentan con energía eléctrica. Además, el número de nuevos usuarios domésticos para la CFE es de aproximadamente 900 mil por año. Por otra parte, la demanda de electricidad para uso doméstico ha crecido en los últimos años de manera consistente con el crecimiento del PIB. De hecho, estas variables muestran una correlación positiva cercana a 0.95, lo que refleja una relación entre la demanda de electricidad y la actividad de la economía en general.

La siguiente gráfica muestra las series de tendencia de las ventas de electricidad del sector doméstico, comparadas con la serie de tendencia del PIB¹²:

¹² La demanda por electricidad del sector industrial muestra una dinámica distinta, ya que algunos grandes usuarios tienen la posibilidad de regular su consumo de electricidad utilizando sustitutos, por ej. gas natural, combustóleo o aprovechando parte de sus procesos para generar su propia energía (cogeneración).

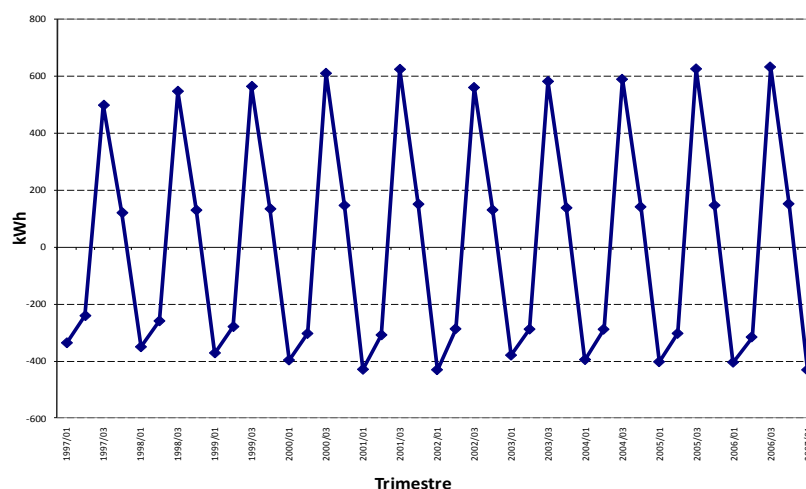
Gráfica 1.5.- Series de tendencia del consumo de energía eléctrica del sector doméstico vs. PIB



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco de Información Económica, INEGI.

Se observa que la demanda de electricidad sigue el comportamiento de la economía y aparentemente no existen elementos exógenos que motiven cambios radicales en la misma. Los cambios en la demanda de energía en el hogar se presentan en el largo plazo debido a que las modificaciones que se deben hacer en el hogar para modular el consumo de energía, generalmente, requieren de inversiones significativas. Por otro lado, en la siguiente gráfica se muestra que la estacionalidad en el consumo de energía eléctrica en los hogares es muy marcada.

Gráfica 1.6.- Serie de estacionalidad del consumo doméstico de energía eléctrica



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco de Información Económica, INEGI.

La velocidad con la que el acervo de equipo puede ser reemplazada es lenta, salvo en algunos casos como el de la iluminación. Por lo tanto, los cambios en el corto plazo de la demanda se deben casi exclusivamente a la modulación que el usuario haga en sus patrones de consumo, dentro del rango que le permita su propio acervo de equipo.

El siguiente cuadro muestra el consumo de energía eléctrica medido en kWh para distintos aparatos de uso común.

Cuadro 1.5. Consumo de energía eléctrica por tipo de aparato

Aparato	Demanda (Watts)	Horas/día (uso promedio)	Días/mes	Consumo kWh/mes
Foco	75	5	30	11
Refrigerador	190	10	31	58
Plancha	1000	2	11	22
Licuadaora	300	1	25	4
Ventilador de pedestal	60	10	31	18
Aparato de sonido	60	6	31	11
Televisión	100	7	31	21
Lavadora	500	3	6	9
Micro-ondas	1,000	0	20	4
Bomba	500	1	15	8
Secadora de pelo	750	0	25	6
Secadora de ropa	1,000	2	6	12
Aspiradora	600	1	15	9
Cafetera	1,000	1	26	13
Batidora	250	1	10	1
Computadora	160	10	20	32
Abanico de techo s/ lamp.	120	10	30	36
A/C 6000 BTU	800	5	30	120
A/C 9000 BTU	2,000	11	30	660
Calentador/ Eléctrico	1,000	3	26	65

Fuente: Elaboración propia con información del FIDE, la CONUEE y CFE.

Las columnas “Demanda (Watts)”, “Horas/día” y “Días/mes” se refieren a los promedios utilizados en los hogares que cuentan con este tipo de aparatos; asimismo, el concepto de “foco” se refiere a uno solo; sin embargo, en su conjunto, el sistema de iluminación puede llegar a representar hasta una tercera parte del consumo total de energía eléctrica en un hogar¹³.

1.5.- El consumo de electricidad en el Estado de Nuevo León

La Zona de Distribución Golfo-Norte de la CFE comprende el norte de los estados de Coahuila y Tamaulipas y el estado de Nuevo León en su totalidad; es la segunda más importante del país, ya que, si bien su cartera de clientes representa menos del 10% del total de la CFE, la electricidad vendida supera el 25% del total.

Tan solo en el estado de Nuevo León había registrados 1'279,342 usuarios en 2006, con un consumo de 3'269,639 MWh. Por ello, después del DF es Nuevo León quien tiene un mayor consumo de electricidad en el país, principalmente en el AMM.

En lo que se refiere al consumo doméstico en el Estado de Nuevo León, de conformidad con el Censo Nacional de Población y Vivienda 2005 (INEGI), poco más del 98% de los hogares del estado cuentan con servicio de energía eléctrica, por encima de la media nacional (97%).

Debido a la diversidad en los climas del estado, la aplicación de tarifas es variada. Sin embargo, la tarifa aplicable en el AMM es la 1C. Esta tarifa corresponde a regiones con registros de temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados.

En términos demográficos, el AMM concentra aproximadamente 86% de la población total del estado. Esta cifra representa casi 838 mil hogares. De ellos, 99% cuentan con energía eléctrica, 98% con agua entubada y 99% con drenaje. Por otra

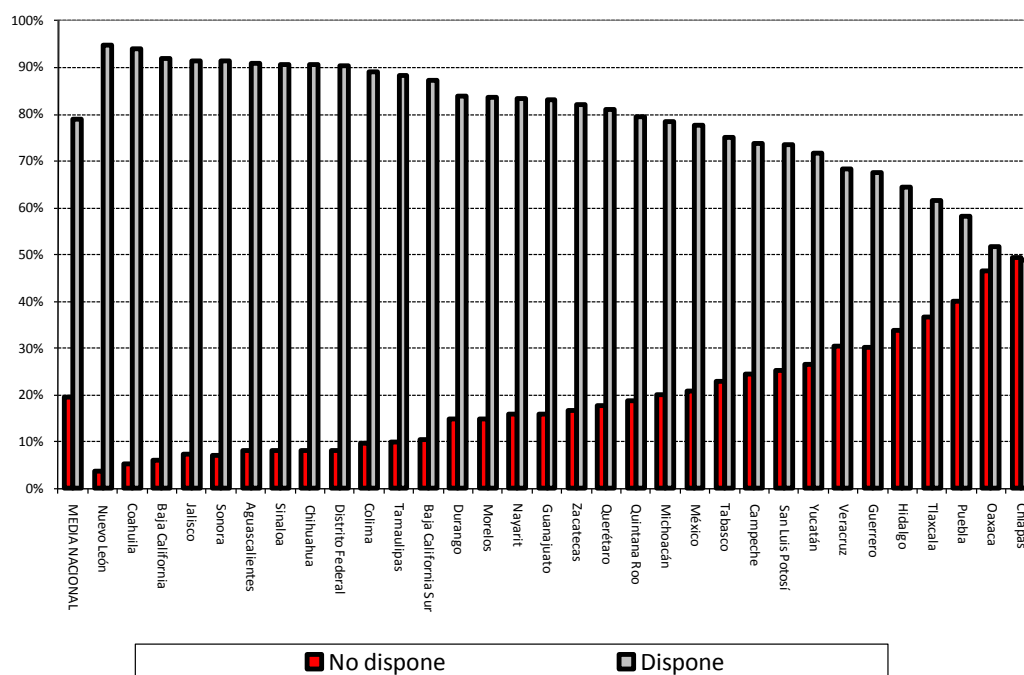
¹³ <http://www.conae.gob.mx>

parte, el promedio de habitantes por hogar en el AMM es de 4.2, igual que la media nacional.

De acuerdo con información del INEGI, de 2000 a 2005, se registró un incremento de 12% en la oferta y demanda de vivienda, por encima de la media nacional (10%), lo que conlleva a un incremento en la demanda por electricidad.

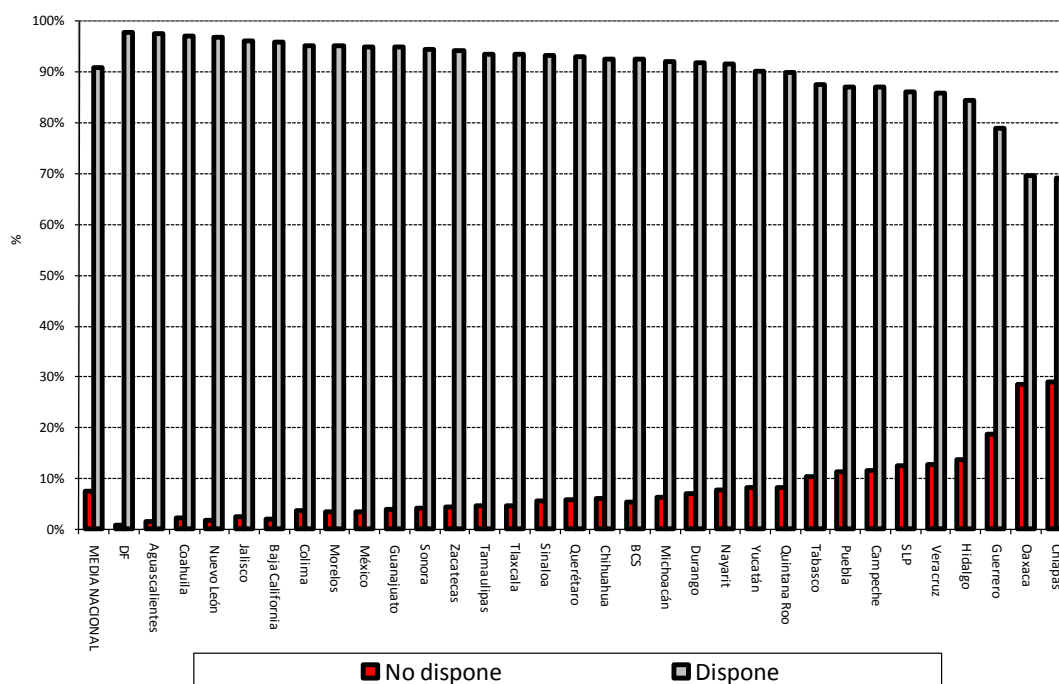
Por otro lado, el equipamiento de los hogares en el AMM es una variable importante en el análisis de la demanda de electricidad. Los siguientes cuadros muestran el nivel de equipamiento (TV, refrigerador y computadora) con el que cuentan los hogares en promedio de los Estados de la República.

Gráfica 1.7.- Distribución por Estados según la disponibilidad de refrigerador



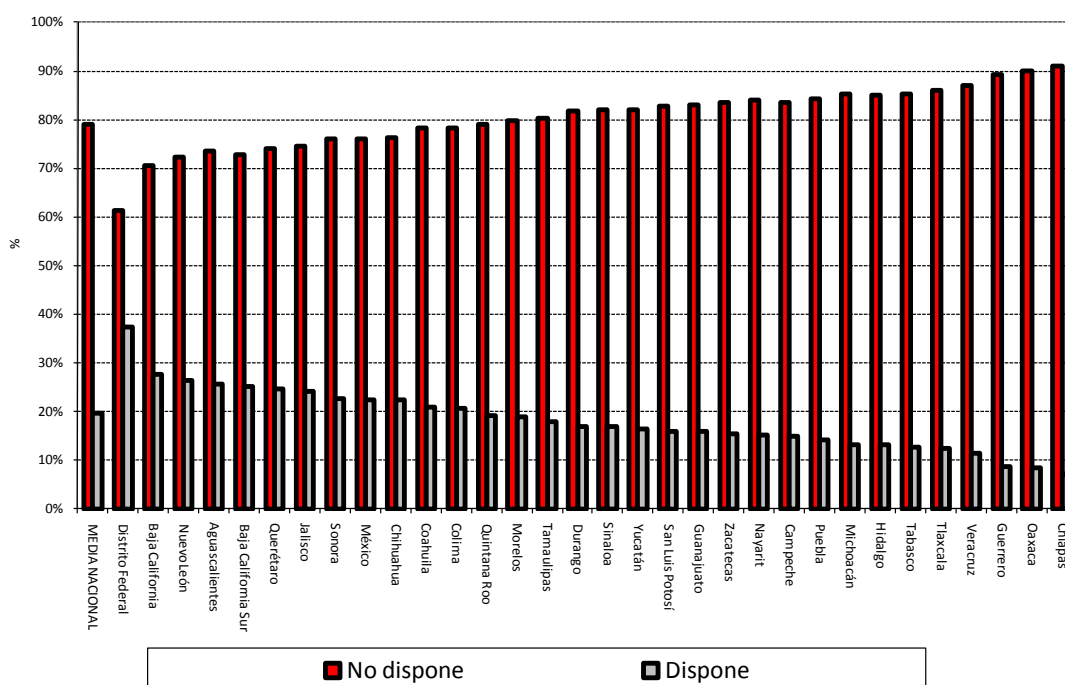
Fuente: INEGI. Censo de Población 2005.

Gráfica 1.8.- Distribución por Estados según la disponibilidad de TV



Fuente: INEGI. Censo de Población 2005.

Gráfica 1.9.- Distribución por Estados según la disponibilidad de Computadora



Fuente: INEGI. Censo de Población 2005.

Como se puede observar, el estado de Nuevo León es el primer lugar en hogares que cuentan con refrigerador (95%) contra Chiapas que tiene el último lugar a nivel nacional (49%). Por otra parte, comparte junto con el DF, Aguascalientes y Coahuila los primeros lugares en el porcentaje de hogares con televisión (97%) por encima de la media nacional (91%). Finalmente, en lo que se refiere a la posesión de computadoras por hogar, Nuevo León se encuentra en el tercer lugar (26%). Esta cifra se encuentra por encima de la media nacional, lo que refleja la capacidad de compra de los habitantes del Estado. Lo anterior, aunado a las necesidades de consumo por las condiciones climáticas (el uso de aire acondicionado, mayor capacidad de refrigeración, calefacción, etc.), son elementos de la capacidad de los hogares para demandar energía eléctrica.

En este sentido, se debe tener en cuenta que el AMM es un importante centro de consumo de electricidad a nivel nacional y que en el futuro no se espera una reducción en dicha tendencia, ya que la oferta de vivienda se ha ido incrementando. Además, las condiciones del clima en la región hacen del AMM un área estratégica para la implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía. Sin embargo, dichas medidas no resultan rentables si las tarifas eléctricas son económicamente ineficientes, ya que éstas encarecen el costo relativo de las inversiones para el ahorro de energía, por lo que resultan menos rentables.

1.6.- Planteamiento de la hipótesis

El esquema de tarifas eléctricas de uso doméstico vigente es complicado y no envía señales de precio adecuadas a los usuarios o al organismo suministrador, por lo que se propondrá un nuevo esquema de tarifas eléctricas considerando los costos marginales de largo plazo, el déficit de ingresos para la empresa y las características de los usuarios.

El esquema propuesto será de una tarifa multi-partes, incluyendo criterios que envíen señales bidireccionales: de uso eficiente de la energía eléctrica para los usuarios y de gestión eficiente para la empresa.

Se propone establecer una estructura tarifaria basada en el costo marginal de la electricidad en nivel de baja tensión para la cantidad de kWh's consumidos, el costo marginal de la infraestructura (capacidad) ponderado por la capacidad de utilización de la red eléctrica, y un cargo de acceso de acuerdo a la valorización que cada usuario le otorgue al hecho de estar conectado a la red del servicio público; es decir, proporcional al excedente del consumidor.

Los costos marginales de la energía se habrán de determinar a partir de los costos marginales promedio de corto plazo reportados por la CFE. Por lo que respecta a los costos marginales de la capacidad, se determinarán mediante la obtención de un factor de escala en las instalaciones eléctricas, y la incidencia que tienen los usuarios con mayor capacidad de consumo sobre la evolución de dichas inversiones. Por su parte, el cargo de acceso se calculará a partir de la diferencia entre el costo marginal y el costo medio¹⁴, y se asignará a los usuarios considerando su nivel de ingreso para compensar el déficit de ingresos de la empresa.

Adicionalmente, en este ejercicio se comprobará si existe una relación positiva entre el ingreso de los hogares y el consumo de electricidad, lo cual es de suma relevancia para sustentar el efecto que se pretende lograr con la nueva señal tarifaria.

Para la asignación del cargo de acceso y los subsidios, se parte del supuesto de que la utilidad marginal del ingreso para hogares con menores ingresos es mayor que la de hogares con mayores ingresos, por lo que se espera que una modificación como la que se propone, no genere impactos significativos en los hogares.

¹⁴ Ajustado mediante un análisis de comparación del desempeño de la CFE respecto a otras empresas de América Latina.

CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO

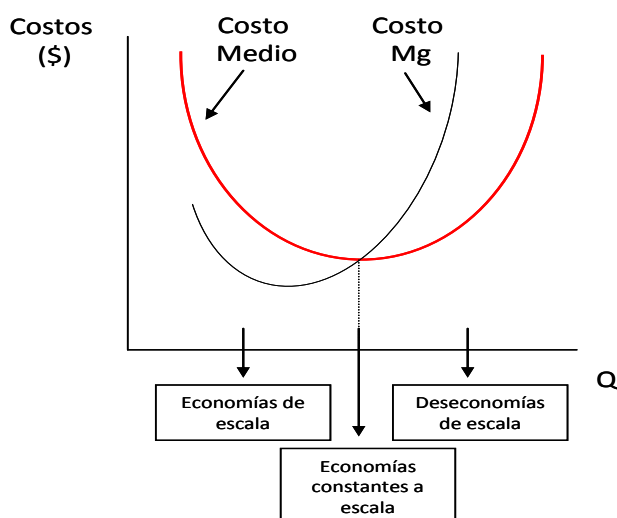
Este capítulo se presenta en dos partes, en la primera se desarrollan las diversas propuestas teóricas para la determinación de precios económicamente eficientes cuando se observan economías de escala, y en la segunda se presentan diversas metodologías utilizadas en la determinación de costos marginales de largo plazo, así como en la determinación del cargo de acceso; finalmente, se presenta el marco teórico para la estimación de las funciones de gasto en energía eléctrica.

2.1.-El Precio Óptimo en Presencia de Economías de Escala

La determinación de precios óptimos en empresas con costos medios decrecientes es un tema que ha sido abordado por diversos economistas. Específicamente, en cuanto a la tarificación de servicios públicos.

La problemática se centra en que para una empresa que opera con costos medios decrecientes, su costo marginal se encontrará siempre por debajo del costo medio, por lo que fijar un precio igual al costo marginal implicaría la inviabilidad financiera de la empresa en el largo plazo.

Gráfica 2.1.- Funciones de costo medio y costo marginal.



Fuente: Elaboración propia.

Al respecto, Ronald H. Coase en su “Controversia del Costo Marginal” [Coase, 1946], plantea que el problema se centra en cómo cubrir el déficit de ingresos.

Y se responde explicando que existen diversas alternativas, principalmente las siguientes:

1. Fijar el precio igual al costo marginal y el déficit de ingresos lo cubra el Gobierno a través de impuestos (modelo de Hotelling – Lerner);
2. Precios de Ramsey¹⁵;
3. Fijar el precio igual al costo medio (solución de tercer óptimo); o
4. Mediante un esquema de tarifas multi-partes donde el déficit de ingresos se cubra a partir de un cargo de acceso.

La solución óptima, de acuerdo con la teoría marginalista [Hotelling, 1938], es aquella en donde el precio que maximiza el bienestar social es el que se iguala con el costo marginal. Hotelling plantea que al maximizar el excedente del consumidor se tendrá una situación óptima. Sin embargo, no ofrece una solución clara para el problema del déficit de ingresos (diferencia entre costo medio y marginal), señalando que se podrá cubrir a través de la aplicación de impuestos, y que el efecto neto (dependiendo siempre de las elasticidades de la oferta y la demanda) pudiera resultar menos ineficiente que cargar directamente al consumidor un precio mayor.

Sin embargo, es importante destacar que el propio Hotelling reconoce que en ciertos casos el precio igual al costo marginal es condición necesaria, más no suficiente para maximizar el bienestar social.

En este punto, Coase señala que la solución propuesta por Hotelling – Lerner, no es la más eficiente en términos sociales; ya que por un lado la señal de precios que reciben los usuarios generaría un consumo no necesariamente óptimo, y por el otro, el déficit de ingresos para la empresa se recupera a través de subsidios, los cuales tendrán que obtenerse vía impuestos, pero esto no garantiza que se recupere dicho diferencial, además de que se introducen distorsiones tanto por el impuesto, en

¹⁵ Coase no hace referencia a los precios de Ramsey en su artículo; sin embargo, es una solución de “segundo óptimo” para estos casos.

términos de las decisiones de consumo y trabajo de los individuos¹⁶, como por el subsidio que modifica los precios relativos de los bienes y servicios.

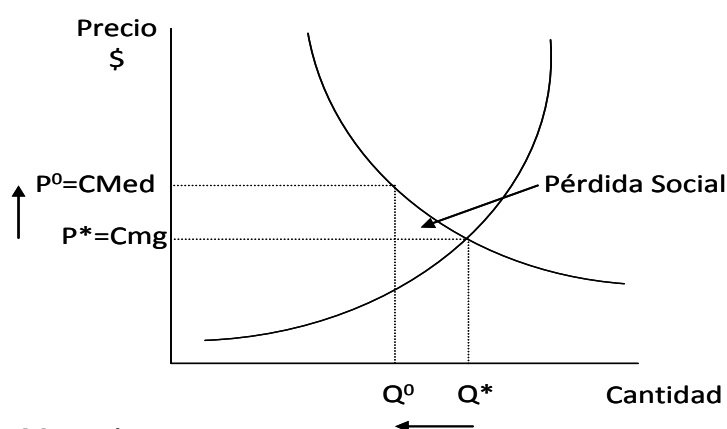
Sin embargo, lo destacable del modelo de Hotelling es la propuesta de que la función objetivo de una empresa de servicios públicos debe ser la maximización del bienestar social.

Por otro lado, entre los economistas se desarrolló un debate sobre el costo marginal que debía considerarse: el de corto o largo plazo; llegando a la conclusión de que el costo marginal de corto plazo puede ser muy inestable y el de largo plazo induce el mejor uso de la capacidad. Además, se introduce el concepto de “señal horaria o estacional” a través de tarifas que diferencian cuando existe congestión en el uso del servicio en las horas de máxima demanda.

De esta manera queda claro, en principio, que el costo marginal a considerar en el caso de servicios públicos (como la electricidad) debe ser el de largo plazo, con el fin de enviar señales adecuadas sobre el uso de la capacidad.

En cuanto a fijar tarifas igual al costo medio, Coase [1946] y Feldstein [1972] entre otros autores demuestran que con esta solución no se maximiza el bienestar social, ya que el costo medio implica una pérdida social:

Gráfica 2.2.- Pérdida de Bienestar con Precio igual a Costo Medio



Fuente: Elaboración propia.

¹⁶ Finalmente, el déficit de ingresos es pagado por el usuarios o por el contribuyente, que en una economía sin informalidad ambos serían el mismo individuo.

En una empresa que suministra un servicio, por ejemplo electricidad, al tener distintos niveles de tensión, comportamiento del consumo de sus usuarios (residenciales, industriales, agrícolas, alumbrado público, etc.) y distintas tarifas en periodos horarios y estacionales, resulta complicado y prácticamente imposible determinar los costos medios totales por clase, ya que la distinta participación en los costos por tipo de usuario provoca que los costos totales sean resultado de un conjunto de productos (electricidad en diferentes niveles de tensión, a distintos tipos de usuarios y a distintas tarifas).

2.1.1.-Precios de Ramsey

Una alternativa para enfrentar el problema del déficit de ingresos con tarifas igual al costo marginal es a través de los precios de Ramsey. Estos precios se determinan a partir de maximizar el excedente del consumidor sujeto a que la empresa no tenga pérdidas:

$$\underset{p}{Max} \sum_{i=1}^n EC_i(p) + \sum_{i=1}^n p_i \times y_i \quad s.a. \sum_{i=1}^n p_i \times y_i - C(y(p)) \geq 0 \quad (2.1)$$

El problema se resuelve por el método de Lagrange. Una vez encontradas las condiciones de primer orden, se pueden emplear para obtener una relación entre el inverso de la elasticidad precio de la demanda y el nivel del precio por encima del costo marginal que satisface la condición de maximización:

$$\frac{p_i - \partial C / \partial y_i}{p_i} = \frac{1}{\varepsilon_i} \times \frac{-\lambda}{1 + \lambda} \quad (2.2)$$

El término de la izquierda es el precio menos el costo marginal entre el precio del bien i, y este “margen” iguala al inverso de la elasticidad precio del bien i (primer término de la derecha), por el segundo término de la derecha, donde lambda es la utilidad marginal del ingreso. El último término de la derecha es el llamado *número*

de Ramsey, si λ es igual a 0 indica que el precio se iguala al costo marginal y la empresa es inviable; de manera que λ se podrá ajustar (en un monto por encima del costo marginal) que permita alcanzar el requerimiento de ingresos que haga viable a la empresa.

Lo anterior implica que los consumidores con una demanda más inelástica tendrán que pagar más que los de una demanda más elástica, lo cual sugiere inequidad en el esquema de precios; tal es el caso del sector eléctrico, donde diversos estudios han encontrado que los usuarios de menores ingresos son más inelásticos en la demanda ante cambios en el precios; por lo que esta solución no es socialmente óptima.

Por otro lado, Coase propone como mejor alternativa aplicar tarifas en dos partes. Así, se puede cobrar por unidad el costo marginal y adicionalmente un cargo de acceso. Es decir, un pago para tener derecho a entrar al mercado.

Coase y otros economistas proponían que dicho cargo fuera el mismo para todos los usuarios. Sin embargo, otros economistas señalaron que el cargo por acceso no debía ser mayor que el excedente del consumidor, pues en ese caso el usuario quedaría fuera del mercado [Baumol & Bradford, 1970].

Lo anterior no sería un problema si todos los consumidores tuvieran la misma función de demanda. Incluso en ese caso, es posible aplicar la discriminación de precios y la empresa puede extraer todo el excedente de los consumidores. Como señala Walter Oi en su artículo el “Dilema de Disneyland” [Oi, 1971], la empresa puede incluso obtener ganancias extraordinarias.

2.1.2.-Equidad y Eficiencia.- El Modelo de Feldstein para Precios del Sector Público

Como ya se señaló, la solución de Ramsey genera inequidad y es una solución de segundo óptimo. En ese sentido, Feldstein desarrolló una propuesta para maximizar el bienestar social sin que la empresa incurra en pérdidas pero agregando consideraciones de distribución del ingreso [Feldstein, Mar., 1972].

La solución de Feldstein es de precios de Ramsey ponderando el “margen” (de Ramsey) por la utilidad marginal del ingreso. Es decir, que aquellos consumidores con un mayor nivel de ingreso paguen un precio mayor a aquellos con menores ingresos, bajo el argumento de que la utilidad marginal de un dólar para los usuarios más pobres es mayor que la de los usuarios ricos.

El problema se plantea al maximizar la función de bienestar social, pero entendida como la suma de los excedentes del consumidor ponderada por la utilidad marginal del ingreso:

$$W = N \int_0^{\infty} S(p_1, p_2, y) u'(y) f(y) dy \quad (2.3)$$

Sujeto a que el ingreso total menos el costo total sea igual a un monto determinado (B) $p_i Q_i - C(Q_i) = B$. Y considerando que la cantidad demandada está en función de los precios de 1 y 2 y del ingreso, para el hogar i, entonces la función de la demanda total de Q se expresa como sigue:

$$Q_i = N \int_0^{\infty} q_i(p_1, p_2, y) f(y) dy \quad (2.4)$$

Suponiendo que existen dos bienes, el problema se resuelve con el método de Lagrange:

$$L = W + \lambda [p_1 Q_1 + p_2 Q_2 - C(Q_1, Q_2) - B] \quad (2.5)$$

Las condiciones de primer orden serán entonces:

$$\frac{\partial L}{\partial p_1} = -N \int_0^{\infty} q_1(y) u'(y) f(y) dy + \lambda \left[Q_1 + p_1 \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} + p_2 \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} - c_1' \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} - c_2' \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} \right] = 0$$

$$N \int_0^\infty q_1(y) u'(y) f(y) dy = \lambda \left[Q_1 + p_1 \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} + p_2 \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} - c_1' \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} - c_2' \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} \right] \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial p_2} = -N \int_0^\infty q_2(y) u'(y) f(y) dy + \lambda \left[p_1 \frac{\partial Q_1}{\partial p_2} + Q_2 + p_2 \frac{\partial Q_2}{\partial p_2} - c_1' \frac{\partial Q_1}{\partial p_2} - c_2' \frac{\partial Q_2}{\partial p_2} \right] = 0$$

$$N \int_0^\infty q_2(y) u'(y) f(y) dy = \lambda \left[p_1 \frac{\partial Q_1}{\partial p_2} + Q_2 + p_2 \frac{\partial Q_2}{\partial p_2} - c_1' \frac{\partial Q_1}{\partial p_2} - c_2' \frac{\partial Q_2}{\partial p_2} \right] \quad (2.7)$$

Donde c_i' es el costo marginal del bien i.

A partir de esta solución se introduce el concepto de “características de distribución” del bien i; la cual se expresa mediante una razón (R) determinada por la utilidad marginal del ingreso de cada hogar ponderada por el consumo del bien i de cada hogar, de manera agregada se expresa de la siguiente forma:

$$R_i = \frac{N}{Q_i} N \int_0^\infty q_i(y) u'(y) f(y) dy \quad (2.8)$$

Simplificando las C.P.O. se puede reexpresar R de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{\lambda \left[Q_1 + p_1 \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} + p_2 \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} - c_1' \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} - c_2' \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} \right]}{Q_1} \\ &= \frac{\lambda \left[Q_1 + \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} (p_1 - c_1') + \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} (p_2 - c_2') \right]}{Q_1} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Si se multiplica y se divide por pi:

$$= \lambda \left[1 + \frac{p_1}{Q_1} \frac{\partial Q_1}{\partial p_1} \frac{(p_1 - c_1')}{p_1} + \frac{p_2}{Q_1} \frac{\partial Q_2}{\partial p_1} \frac{(p_2 - c_2')}{p_2} \right] \quad (2.10)$$

$$R_1 = \lambda \left[1 + \varepsilon_{11} \left(\frac{p_1 - c_1'}{p_1} \right) + \varepsilon_{12} \left(\frac{p_2 - c_2'}{p_2} \right) \right]$$

Donde ε_{ii} , ε_{ij} y ε_{ji} son las elasticidades directas y cruzadas de los bienes i y j; y el resultado para R2 sería:

$$R_2 = \lambda \left[1 + \varepsilon_{21} \left(\frac{p_1 - c_1'}{p_1} \right) + \varepsilon_{22} \left(\frac{p_2 - c_2'}{p_2} \right) \right] \quad (2.11)$$

Eso se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\frac{\frac{(p_1 - c_1')}{p_1}}{\frac{(p_2 - c_2')}{p_2}} = \frac{\varepsilon_{22}(R_1 - \lambda) - \varepsilon_{12}(R_2 - \lambda)}{\varepsilon_{11}(R_2 - \lambda) - \varepsilon_{21}(R_1 - \lambda)} \quad (2.12)$$

Lo que indica que si las características de la distribución del ingreso son irrelevantes ($R_1=R_2$) entonces se obtiene la ecuación de los precios de Ramsey; por otro lado, si la elasticidad cruzada de la demanda es igual a 0, entonces la ecuación de Feldstein sería:

$$\frac{\frac{(p_1 - c_1')}{p_1}}{\frac{(p_2 - c_2')}{p_2}} = \frac{\varepsilon_{22}}{\varepsilon_{11}} \times \frac{(R_1 - \lambda)}{(R_2 - \lambda)} \quad (2.13)$$

Como ya se señaló, esta ecuación es una variante de los precios de Ramsey, pero considerando el principio de equidad en la distribución del ingreso, con lo que se resuelve el problema de inequidad en los precios de Ramsey, ya que se maximiza el bienestar social y se garantiza que la empresa sea viable a través de la ponderación de los excedentes por la utilidad marginal del ingreso.

En un artículo posterior del autor [Feldstein, May 1972], presenta un análisis sobre la aplicación de una tarifa en dos partes para una empresa pública; comienza señalando que la propuesta de una tarifa en dos partes consta de un precio por unidad consumida igual al costo marginal (p) y un cargo de acceso (T) igual para todos los consumidores.

Señala que si la distribución del ingreso no es relevante, y el cargo de acceso no provoca que ningún consumidor salga del mercado, entonces el problema de la empresa pública está resuelto y hay una eficiencia desde el punto de vista de Pareto.

Sin embargo, aclara que en este esquema, el cargo de acceso tiene el mismo efecto que un impuesto regresivo. En términos de precio medio, el usuario que más consume paga menos que uno que consume poco. Por lo tanto, establece la necesidad de incorporar el criterio de distribución del ingreso sujeto a que todos los consumidores de una clase determinada paguen el mismo precio por unidad y el mismo cargo de acceso.

Feldstein determina un nivel de precios óptimo para empresas públicas: maximiza la función de demanda neta (menos el cargo de acceso) para determinar un nivel óptimo del precio. La restricción que se debe cumplir es que el cargo de acceso sea positivo, sin embargo, maximiza directamente la función de demanda neta, quedando como condición de primer orden la siguiente igualdad:

$$\left[\frac{p - c'}{p} \right] \times \varepsilon = \frac{\int_0^{\infty} f(y)u'(y)q(p, y)dy - \int_0^{\infty} f(y)q(p, y)dy \int_0^{\infty} f(y)u'(y)dy}{\int_0^{\infty} f(y)q(p, y)dy \int_0^{\infty} f(y)u'(y)dy} \quad (2.14)$$

El término de la izquierda es el exceso del precio sobre el costo marginal (margen) por la elasticidad precio de la demanda evaluada en el precio óptimo. Dado que esta última expresión es negativa, el precio óptimo va a exceder el costo marginal si y solo si el término del lado derecho es negativo. Por otra parte, el denominador (de la parte derecha de la igualdad) siempre será positivo, y el numerador es la covarianza de la cantidad consumida en los hogares y la utilidad marginal del ingreso. De esta

manera, si el bien es normal y la utilidad marginal del ingreso cae cuando el ingreso aumenta, entonces este término es negativo, por lo que el precio excede el costo marginal.

La idea detrás de este modelo es que para hogares con una utilidad marginal del ingreso menor (con mayores ingresos) el cargo de acceso será mayor, y la pérdida de bienestar por cobrarles por encima del costo marginal se compensa con las mejoras en la distribución del ingreso, desde el punto de vista de Pareto.

Feldstein propone una forma funcional para determinar el precio óptimo, el cual resulta proporcional al costo marginal:

$$p^* = \frac{\varepsilon}{\varepsilon - (D - 1)} c' \quad (2.15)$$

Donde ε es la elasticidad precio de la demanda y D un parámetro que representa la distribución del ingreso a partir de R :

$$D = \frac{R}{\int f(y)u'(y)dy} \quad (2.16)$$

La gran aportación de Feldstein, en este aspecto, es que demuestra cómo aplicar una tarifa en dos partes de manera óptima, considerando criterios de distribución del ingreso y equidad, que llevan a una situación de eficiencia de Pareto, sin comprometer la viabilidad financiera de la empresa.

2.2.-Propuesta Alternativa para América Latina

En el 9º Seminario Internacional de Regulación de Servicios Públicos, Mario Damonte [2009] presentó un mecanismo alternativo para la aplicación de una tarifa en dos partes para el sector eléctrico, que básicamente consiste en lo siguiente:

- Establecer un cargo por kWh consumido igual al costo marginal; y
- Un cargo de acceso a la red que le permita a la empresa recuperar el déficit de ingresos, el cual no debe ser mayor al excedente del consumidor; dicho cargo estaría ponderado por la utilidad marginal del ingreso, con el fin de introducir criterios de distribución del ingreso.

La metodología planteada por Damonte, parte de que se cumpla la condición de que el déficit de ingresos ($DI = \text{costo total} - \text{ingresos a costo marginal}$) sea igual a la suma total de los cargos de acceso (CAR), y que éstos sean proporcionales al excedente del consumidor (E) y ponderados por el inverso de la utilidad marginal del ingreso ($1/W$):

$$DI = \sum_i CAR_i = \sum_i k \times \frac{E_i}{W_i} = k \times \sum_i \frac{E_i}{W_i} \quad (2.17)$$

Donde k es una constante; posteriormente se despeja k y se sustituye en (2.17) para determinar el CAR para un usuario i:

$$CAR_i = \frac{DI}{\sum_i \frac{E_i}{W_i}} \times \frac{E_i}{W_i} \quad (2.18)$$

La utilidad marginal del ingreso se determina como una función del bienestar social derivada respecto del ingreso y ponderada por un parámetro (delta) que establece una valoración relativa entre los ingresos de hogares ricos y pobres:

$$W_i = \frac{\partial W}{\partial m} = \frac{\partial \left(\frac{1}{(1-\delta)} \right) \sum_i m_i^{(1-\delta)}}{\partial m} = m_i^{-\delta} \quad (2.19)$$

De manera que el cargo por acceso a la red se puede reexpresar de la siguiente forma:

$$CAR_i = \alpha \times \beta_i \times E_i \quad (2.20)$$

Donde:

$$\alpha = \frac{DI}{\sum_i E_i}$$

$$\beta_i = \left[\frac{\left(\frac{m_i}{m_R} \right)^\delta \times \sum_i E_i}{\sum_i \left(E_i \times \left(\frac{m_i}{m_R} \right)^\delta \right)} \right]$$

Es decir, el CAR para un hogar i estará en función del déficit de ingresos que será proporcional al excedente del consumidor (alfa) y la utilidad marginal del ingreso (delta) ponderado por un parámetro de redistribución del ingreso (beta).

Para determinar las tarifas óptimas, Damonte propone los siguientes pasos:

1. Calcular los costos marginales;
2. Determinar el costo de oportunidad para cada tipo de usuario;
3. Determinar el excedente del consumidor a partir del costo de oportunidad y posteriormente el excedente total del mercado;
4. Se calcula el ingreso total con base en costos marginales, y con ello se determina el ingreso requerido, como la diferencia de los costos totales (regulatorios) menos los ingresos a costo marginal; y
5. Se determina el parámetro alfa como relación entre el déficit de ingresos y el excedente del consumidor.

Por su parte, la utilidad marginal del ingreso se determina a partir de la vinculación entre el ingreso y el consumo; es decir, con la correlación entre estas dos variables y con ello se agrupa a la población, y como el ponderador delta dará la importancia que se le asigne a la utilidad marginal del ingreso en la determinación del cargo de acceso, el resultado dependerá de dicho valor.

Es importante destacar que Damonte propone que el parámetro delta sea determinado por el poder político. Es decir, a partir de una decisión política de redistribución del ingreso. Finalmente, si la sociedad valora de manera significativa el bienestar social, el parámetro delta alto, implicará que los usuarios con menores ingresos paguen un cargo de acceso menor; lo cual mejora la eficiencia desde el punto de vista de Pareto.

Sin embargo, esta metodología genera la duda sobre la existencia de subsidios cruzados, los cuales no son permitidos en la mayoría de los países con una regulación del sector. Damonte argumenta que no existen subsidios cruzados debido a que todos los usuarios pagan el costo marginal y reciben la señal de precios adecuada, y como el cargo de acceso se calcula de manera anual y es fijo, no distorsiona la señal tarifaria.

Por otro lado, la ponderación del cargo de acceso por la utilidad marginal del ingreso genera mejoras en la distribución del ingreso. El problema es que la ponderación dependerá de un criterio político, el cual puede no estar relacionado con la utilidad marginal social del ingreso desde el punto de vista económico.

Este esquema ya se ha empezado a aplicar en tarifas eléctricas para el sector doméstico en países como Jamaica, y se está estudiando su aplicación en otros países de América Latina.

2.3.-Hacia una Estructura Óptima de Tarifas Eléctricas de Uso Doméstico en México

Como lo planteó Coase [1946], una alternativa eficiente para fijar precios de una empresa con costos medios decrecientes es a través de un esquema de tarifas multi-partes, cobrando el costo marginal de la energía por las unidades consumidas, el costo marginal de la infraestructura y la diferencia entre el costo total y el ingreso a costo marginal a través de un cargo de acceso.

Utilizar el criterio de costos marginales en el diseño de la estructura tarifaria permite enviar señales de precios eficientes tanto a los usuarios como a la empresa, ya que el costo marginal de largo plazo supone una adaptación entre oferta y demanda en el futuro, por lo que las señales tarifarias buscarán que esa adaptación se cumpla.

De igual forma, este mecanismo genera beneficios al sistema, ya que en el largo plazo se adaptan las expectativas de crecimiento de la demanda con la oferta y por lo tanto es posible optimizar el costo de la inversión en capacidad.

Considerando lo anterior, la función objetivo se puede expresar como lo plantea Feldstein (2.5), a través del método de Lagrange, con la restricción de que el costo total menos el ingreso a costo marginal sea igual al déficit de ingresos (suma de los cargos de acceso):

$$L = W + \lambda [p_i q_i - C(q_i) + \sum CA_i] \quad (2.21)$$

W es igual a la suma de los excedentes. Sin embargo, como la empresa opera sin utilidad extraordinaria, y el excedente del consumidor se verá acotado por el cargo de acceso, W se puede expresar de la siguiente manera:

$$W = N \int_0^q Da(p, CA, q) u'(q) dq \quad (2.22)$$

Es así, que las condiciones de primer orden para la función objetivo serán:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial p} &= N \times \int_0^q q(p, CA) u'(q) dq + \lambda \left[p_i \frac{\partial q_i}{\partial p_i} + q_i - \frac{\partial C(q_i)}{\partial p_i} + \frac{\partial \sum CA}{\partial p} \right] \\ N \times \int_0^q q(p, CA) u'(q) dq &= -\lambda \left[p_i \frac{\partial q_i}{\partial p_i} + q_i - \frac{\partial C(q_i)}{\partial p_i} + \frac{\partial \sum CA}{\partial p} \right] \end{aligned} \quad (2.23)$$

La sumatoria de los cargos de acceso será igual al déficit de ingresos (2.17); y suponiendo que el cambio en el cargo de acceso respecto del precio será igual a $-q$, esta condición de primer orden se puede expresar de la siguiente manera¹⁷:

$$\sum_{i=1}^N EC_i(p, q, CA) = -\lambda \left[p_i \frac{\partial q_i}{\partial p_i} + q_i - c' \right] \quad (2.24)$$

Donde c' es el costo marginal y la sumatoria de los EC_i 's es el excedente total del consumidor para el grupo de usuarios de una determinada clase. Es decir, el excedente neto (ETn) está en función del precio, el costo marginal, la cantidad y el cargo de acceso.

Si (2.24) se multiplica y se divide por p_i , como en la solución de Feldstein (2.10), se obtiene la siguiente expresión:

$$ETn = -\lambda \left[\frac{p_i}{q_i} \times \frac{\partial q_i}{\partial p_i} - \frac{p_i - c'}{p_i} \right] = -\lambda \left[\varepsilon_i - \frac{p_i - c'}{p_i} \right] \quad (2.25)$$

Pero dado que en equilibrio, el precio es igual al costo marginal, el ETn estará en función únicamente de la elasticidad precio de la demanda y el valor de λ , que representa la utilidad marginal del ingreso.

El resultado es similar al propuesto por Damonte, donde se determina que el excedente neto será determinado como una proporción del excedente del consumidor, ponderado por la utilidad marginal del ingreso. Sin embargo, dada la dificultad para calcular el valor de “delta”, se asignará el cargo de acceso en términos del excedente del consumidor para cada grupo de usuarios de acuerdo a su nivel de ingresos (cuartiles de ingreso monetario).

En esta propuesta tarifaria se pretende analizar el efecto en la situación actual a partir del cambio de estructura tarifaria dadas las funciones de gasto – ingreso, a fin de analizar en una segunda etapa, en cuánto y a quiénes se debe subsidiar.

¹⁷ Este supuesto se utiliza en el Modelo de Oi sobre el Dilema de Disneylandia.

2.3.1.- Costo marginal de Generación (Capacidad y Energía)

La determinación del costo marginal por energía, se lleva a cabo a partir de un proceso de “planificación centralizada” que realiza la CFE con modelos de simulación del despacho de energía en el sistema. En México se utiliza el modelo de Despacho Económico Estocástico Multinodal (DEEM), el cual simula el despacho de energía eléctrica considerando los incrementos de la demanda para determinados puntos de entrega de la energía (nodos), con lo que se estiman los costos marginales de corto plazo de la energía por periodo horario.

El crecimiento de la demanda se estima a partir de los escenarios de planeación de la CFE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, POISE), y tiene que ver con criterios generales de política económica del gobierno federal. Sin embargo, es importante señalar que la CFE realiza ajustes a las proyecciones oficiales, ya que la demanda total por energía eléctrica regularmente tiene un crecimiento mayor al de la economía.

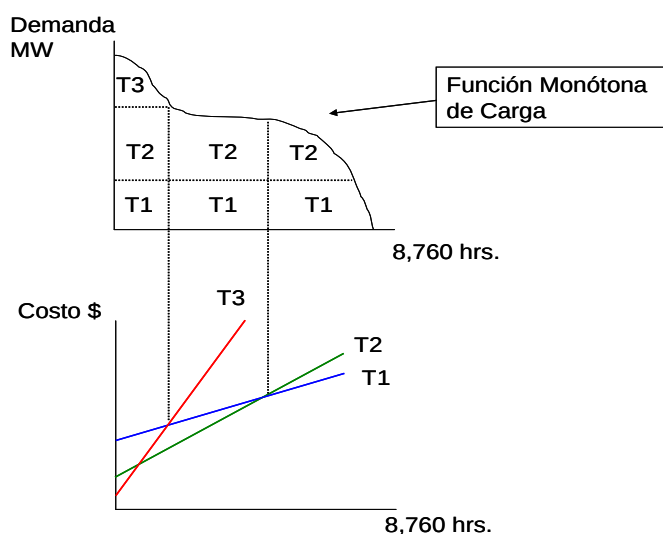
En principio se asume que el despacho de energía está adaptado a la demanda. Lo anterior significa que en el largo plazo la oferta de electricidad es siempre igual a la demanda, y por lo tanto se supone que en este proceso no existen economías de escala. Además, se considera la mezcla óptima de plantas de generación que minimizan el costo de la energía. Normalmente se observa que las plantas con costos de inversión altos tienen un costo variable bajo y viceversa; esto se explica a continuación.

Suponiendo que existen sólo tres tecnologías para generar electricidad, una con un costo fijo alto y un costo variable bajo (T1), otra con un costo fijo y variable medio (T2) y la última con un costo fijo bajo y un costo variable alto (T3); las curvas de costos de las tres tecnologías se grafican en función de la cantidad de horas en el año, y la envolvente muestra la mezcla de tecnologías que minimizan el costo de generación.

Este resultado se compara con la demanda de energía. De esta manera, la distribución de la demanda de energía por cada hora los 365 días del año se ordena en valores de mayor a menor (a esta función se le conoce como “monótona de carga”) y representa la distribución de la demanda por electricidad a lo largo de un año (8,760 horas), considerando que las horas de mayor demanda representan el pico de la energía y el resto de las horas se pueden agrupar en dos periodos: base e intermedio.

La siguiente gráfica muestra cómo se determina la tecnología que servirá en las horas de mayor demanda. Por otra parte, también se observa cómo en el proceso de generación la demanda es abastecida al menor costo posible. Además, en cada periodo horario, al fijar el precio igual al costo marginal de la última tecnología suministrada, se garantiza que la empresa cubre todos sus costos de generación.

Gráfica 2.3.- Determinación de los costos marginales de corto plazo a partir de la monótona de carga.



Fuente: Elaboración propia.

De la gráfica 2.3 se desprende que T3 será la tecnología utilizada en las horas de punta, mientras que T2 se utilizará en el periodo intermedio y T1 en el periodo de base; es de esperarse, que el resultado arroje costos marginales mayores para T3 que para T1. Sin embargo, no se debe perder de vista que en todo momento, la planificación centralizada busca minimizar el costo de despacho.

El proceso de optimización arroja el valor de los costos marginales de corto plazo de energía (para cada año) en un escenario de largo plazo, de tal forma que el costo marginal de largo plazo de generación (componente de energía) puede ser determinado como el promedio de los costos marginales de corto plazo para el periodo de estudio (10 años regularmente).

El costo marginal de capacidad de generación se determina como el costo de la unidad de generación que se ubique en el umbral de la “energía no suministrada”. Es decir, considerando la gráfica 2.3, se supondría que T3 es la tecnología que nunca se emplea pues su costo supera el beneficio que genera la energía.; El costo fijo de dicha tecnología será el valor del costo marginal de capacidad de generación. Este costo será relativamente bajo respecto al costo marginal de la energía. Por lo tanto, una manera de simplificar es diluyendo el costo de capacidad de generación en el costo de la energía.

2.3.2.- Costo Marginal de Capacidad (redes)

El Costo Marginal de Capacidad se refiere principalmente al costo de capital de las redes eléctricas, y en su cálculo se debe tomar en cuenta la incidencia que un determinado grupo de usuarios tiene sobre la utilización de la red.

El costo de las redes puede ser calculado mediante diversas metodologías. Una de ellas es calcular el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo. Este costo se determina conociendo las inversiones que se requieren para adecuar las instalaciones eléctricas a los cambios en la demanda, y se realiza hacia futuro. Otra metodología, es la que se conoce como la Ley de Cantidad de Obras¹⁸, y parte del supuesto de que las instalaciones actuales han ido evolucionando en función de los cambios en la demanda.

En general, esta metodología supone que existen relaciones simples entre la cantidad de redes y subestaciones eléctricas, y la demanda que se genera en cada punto de

¹⁸ Esta metodología fue desarrollada por R. Juricic, un ingeniero de la empresa suministradora de electricidad Électricité de France.

entrega de la energía. Asimismo, si se considera la existencia de economías de escala, se tiene que el costo marginal será igual a una proporción del costo medio como en la expresión siguiente:

$$CMg = \alpha \times \left[\frac{\text{Costo Total}}{Q} \right] \quad (2.26)$$

De acuerdo con la Ley de Cantidad de Obras, el parámetro α se determina en función del tiempo, las unidades construidas y la demanda de energía:

$$X(t) = K \times Da(t)^\alpha \quad (2.27)$$

Donde:

$X(t)$ es la cantidad de obras o instalaciones medidas en unidades físicas, en un tiempo determinado.

K es una constante.

$Da(t)$ es la demanda de energía eléctrica por nivel de tensión, para un tiempo determinado.

α es el coeficiente de escala, el cual se refiere a la capacidad de las instalaciones respecto a la demanda de energía eléctrica; si su valor es igual a 1, quiere decir que existen economías constantes a escala, o bien, que las instalaciones se encuentran trabajando a su máxima capacidad.

Esta función expresada en logaritmos se puede reescribir como sigue:

$$\ln(X) = \ln(K) + \alpha \times \ln(Da) \quad (2.28)$$

De manera que para solucionar (2.28) se requiere información histórica sobre la cantidad de energía eléctrica vendida (Da) y las cantidades físicas de redes

(kilómetros). Con dichas series históricas se corre una regresión lineal y se obtiene el valor del parámetro alfa, el cual se multiplica por el costo total de la capacidad ajustado a un nivel eficiente.

Para determinar el costo marginal de capacidad se establecerán ciertos supuestos:

- El costo medio de la tarifa 1C es un costo eficiente; para lo cual se habrá de ajustar dicho valor de acuerdo al resultado de un comparativo de eficiencia con otras empresas similares.
- Se considera que el factor de escala está determinado únicamente por la regresión para la red de distribución de baja tensión; es decir, se omite realizar el análisis para todos los procesos (transmisión, sub-transmisión, distribución en media tensión y transformación); lo anterior debido a que no se cuenta con información desagregada de la evolución de dicha infraestructura así como de los costos desagregados por etapa de suministro.
- El costo marginal de energía resultante supone que no existen economías de escala en el proceso de generación de electricidad, por lo que al costo medio contable de la tarifa 1C ajustada se le restará el costo marginal de energía y el resultado se multiplicará por el factor de escala.

En general, se trata de una simplificación con el propósito de establecer un criterio general para la determinación de una tarifa eficiente. Sin embargo, es importante señalar que la determinación de los costos marginales de capacidad es un proceso mucho más complejo que implica la estimación de balances de energía, curvas de carga, desagregación de los procesos, pérdidas de energía, etc.

El resultado será un cargo por kWh que se ajustará de acuerdo con la capacidad de demanda de cada usuario o grupo de usuarios; ya que aquellos con una mayor capacidad de demanda generan una mayor incidencia sobre el costo de la infraestructura.

La capacidad de demanda es una variable que se determina a partir del acervo de aparatos que utilizan electricidad en el hogar; se multiplica la cantidad de aparatos por la capacidad promedio en watts de cada uno y la sumatoria total es la capacidad de demanda:

$$CapD = \sum_{j=1}^n \# Aparatos_j \times \overline{Cap_j} \quad (2.29)$$

El propósito de incluir esta variable en el diseño es enviar una señal de eficiencia en el uso de la capacidad de cada hogar, y asignar el costo a partir de la participación de cada usuario (o grupo de usuarios) sobre las necesidades de desarrollo de las redes eléctricas.

Una vez ajustado el déficit de ingresos, este se cubrirá a partir del cargo de acceso, mediante un esquema similar al planteado por Damonte (proporcional al excedente del consumidor).

2.3.3.- Cargo de Acceso y el Excedente del Consumidor

El excedente del consumidor se define como la diferencia entre el precio que el consumidor está dispuesto a pagar por un bien o servicio y el precio que paga en un sistema de mercado multiplicado por la cantidad consumida; de tal forma que representa el beneficio que los consumidores reciben por adquirir bienes y servicios en el mercado.

En un esquema de competencia perfecta, el excedente del consumidor se maximiza, y por el contrario, en un esquema sin competencia (monopolio), dicho excedente puede incluso llegar a desaparecer (como es el caso del Dilema de Disneyland de Oi [1971], donde el excedente del consumidor es extraído totalmente por el productor a través de un cargo de acceso).

Para un servicio público, como la energía eléctrica, que por sus características se considera un monopolio natural, la solución eficiente ($P=CMg$), no resuelve la

viabilidad financiera de la empresa en el largo plazo. Por lo tanto, se trata de un mercado que debe ser regulado y donde se debe simular un esquema de competencia perfecta, garantizando que la empresa recupere sus costos (eficientes) y que el usuario reciba una señal económica a través de las tarifas.

Desde el punto de vista del regulador, el precio se resuelve como el valor que maximiza el bienestar social sujeto a que la empresa no tenga utilidad extraordinaria; dicho precio es el que iguala al costo marginal:

$$\pi = Ing - Cto = (p - c') \times q = 0$$

$$\frac{\partial \pi}{\partial p} = p - c' = 0 \quad p = c' \quad (2.30)$$

Cuando el precio es igual al costo marginal se maximiza el bienestar. Sin embargo, esta solución no considera la restricción de costos medios decrecientes, por lo que no es financieramente sustentable y por lo tanto no resulta socialmente óptima.

Si se plantea desde un principio tal restricción, la solución será de precios de Ramsey (aunque esta es una solución de segundo óptimo), o bien, si se considera la distribución del ingreso y tarifas en dos partes, la solución será la de Feldstein.

La propuesta de Damonte pudiera ser aplicable para el caso mexicano, aún cuando no existe un mercado de electricidad. Esta opción sería más eficiente que la actual y adicionaría una distribución del subsidio progresiva. Asimismo, la idea de establecer una estructura y nivel con base en costos marginales y cubrir el déficit de ingresos de la empresa a través de un cargo de acceso a la red permite comparar una situación óptima con la vigente. Sin embargo, se considera que ponderar el cargo de acceso de acuerdo a criterios políticos no necesariamente tendrá el efecto de maximizar el bienestar social, por lo que en principio se propone establecer un cargo de acceso a todos los usuarios distribuido de acuerdo al excedente del consumidor; es decir, el beneficio que le genera a los usuarios el hecho de estar conectados a la red.

2.3.3.1.- Determinación de la Elasticidad-Precio de la Demanda y el Excedente del Consumidor

De acuerdo con Berndt [1990], la electricidad es un bien que no se consume directamente, y que requiere de aparatos, normalmente durables, para su demanda; por lo que resulta importante analizar la elasticidad precio de la demanda tanto en el corto como en el largo plazos. Asimismo, señala que en el caso de la electricidad, es complicado estimar el precio marginal, dado que se trata de un servicio multi-tarifas, por lo que, para este tipo de análisis, es válido utilizar el precio medio.

Para el cálculo de la elasticidad precio de la demanda, se utilizará un modelo de ajuste de existencias o de ajuste parcial [Gujarati, 2004], el cual fue desarrollado por Marc Nerlove basado en la racionalización del método de Koyck para modelos de rezagos distribuidos. La razón por la que se utilizará este modelo, es su facilidad para explicar el consumo de electricidad en función de pocas variables y agregar el efecto temporal del consumo para estimar las elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazos.

El modelo de ajuste parcial supone que existe un nivel de consumo deseado (Y^*), que depende de una variable precio (X) y que asume que la reacción de los usuarios al precio no se da de manera inmediata, por lo que es necesario considerar lo que Nerlove llama una “hipótesis de ajuste parcial”, que no es más que la determinación de un coeficiente de ajuste que representa la velocidad con la cual los usuarios reaccionan a los cambios en el precio. Lo anterior se puede explicar a partir de la siguiente función, la cual representa la ecuación de largo plazo:

$$Y_t^* = \beta_0 + \beta_1 X_t + u_t \quad (2.31)$$

Donde:

Y_t^* representa el nivel de consumo deseado en electricidad para el periodo t .

X_t se refiere al precio medio en el periodo t .

u_t es el término de error.

Considerando que el usuario no responde inmediatamente a los cambios en el precio, se plantea la siguiente hipótesis de ajuste parcial:

$$Y_t - Y_{t-1} = \delta(Y_t^* - Y_{t-1}) \quad (2.32)$$

Donde δ es el coeficiente de ajuste y $0 < \delta \leq 1$; despejando Y_t de la ecuación (2.32), se obtiene la siguiente expresión:

$$Y_t = \delta Y_t^* + (1 - \delta)Y_{t-1}$$

A la expresión (2.32) se le conoce como hipótesis de ajuste parcial; y al sustituirla en (2.31) se obtiene una ecuación de corto plazo:

$$\begin{aligned} Y_t &= \delta(\beta_0 + \beta_1 X_t + u_t) + (1 - \delta)Y_{t-1} \\ Y_t &= \delta\beta_0 + \delta\beta_1 X_t + (1 - \delta)Y_{t-1} + \delta u_t \end{aligned} \quad (2.33)$$

De tal forma que el estimador $\delta\beta_1$ representa la elasticidad precio de la demanda en el corto plazo, mientras que la elasticidad precio de la demanda en el largo plazo se despeja al dividir $\delta\beta_1/\delta$.

Para este cálculo, se considerará una forma funcional de la función de demanda de corto plazo logarítmica, la cual supone una función de demanda tipo Cobb-Douglas, donde $Q = K * \frac{Y^b}{P^a}$; de tal forma que, considerando la ecuación (2.33), la forma funcional será la siguiente:

$$\log(Q_t) = \beta_0 + \beta_1 * \log(Psmed_t) + \beta_2 * \log(pib_t) + \beta_3 \log(Q_{t-1}) + \nu_t \quad (2.34)$$

Donde:

Q_t se refiere a la cantidad de kWh consumidor por el sector doméstico en el año t;

$Psmed_t$ es el precio medio en términos reales del sector doméstico en el año t ;

pib_t es el Producto Interno Bruto real para el año t (variable proxy del ingreso);

Q_{t-1} es el primer rezago de la cantidad de kWh consumidos; y

v_t es el término de error.

El principal problema de esta estimación es que al utilizar series de tiempo es muy probable observar la no estacionariedad de las mismas. Es decir, si las series tienen una tendencia muy marcada, la relación entre las variables podría estar explicada por dicha tendencia y no por una verdadera relación, lo que arrojaría una regresión espuria [Gujarati, 2004]. Una manera de solucionar este problema es utilizar las series en primeras diferencias. Sin embargo, esto elimina la posibilidad de encontrar una relación de largo plazo entre las variables.

El modelo de ajuste parcial permite establecer una relación entre las variables tanto en el corto como en el largo plazos (cointegración), aún cuando las series sean no estacionarias (con tendencia) siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- Que las series sean del mismo orden; es decir, que las variables sean todas estacionarias en primeras diferencias (para ello se verifican los resultados de los correlogramas); y
- Que las series estén cointegradas. Es decir, que exista una relación de largo plazo entre las variables; esto se comprueba al correr la regresión y observar que no existan patrones en el correlograma de los residuos.

Una vez considerado lo anterior, es posible correr la regresión y determinar la elasticidad precio de la demanda.

Posteriormente, se calculará el excedente del consumidor como el área bajo la función de demanda menos el gasto en electricidad que realizan los usuarios ($p \cdot q$); para ello será necesario simplificar el análisis y establecer como supuesto que la función de demanda es lineal y que la elasticidad precio de la demanda es la misma para los diversos cuantiles.

El supuesto es necesario para determinar el precio que haga la cantidad consumida igual a cero. Es preciso notar que ello no sería posible con una función de demanda tipo Cobb-Douglas, pues no existe tal precio. Sin embargo, si se supone una función de demanda del tipo $Q = a - b * P$ el análisis resulta más sencillo, ya que sólo habrá que despejar los valores de a y b.

A partir de lo anterior, y considerando que la elasticidad precio de la demanda es:

$$\varepsilon_d = \frac{\delta Q}{\delta P} * \frac{P}{Q}, \text{ se sustituye el valor de } -b \text{ en la ecuación de la elasticidad: } \varepsilon_d = -b * \frac{P}{Q}, \text{ y se tiene que:}$$

$$b = \frac{\varepsilon}{P/Q} \quad (2.35)$$

Por otro lado, el valor de a se obtiene al despejarla de la función de demanda:

$$a = Q + b * P \quad (2.36)$$

Una vez que se obtienen las funciones de demanda para cada cuartil, se igualan a 0 y se despeja el valor del Precio; y dado que la función es lineal, se calcula el excedente del consumidor como el área del triángulo $\left(\frac{Base \times altura}{2}\right)$ donde el valor de la base será la cantidad consumida (en kWh's) y la altura será el precio que hace 0 la cantidad consumida menos el precio que paga el usuario.

Se esperara que en el corto plazo la elasticidad precio de la demanda sea más inelástica que en el largo plazo, por lo que el cálculo del excedente del consumidor en el corto plazo arrojaría un valor mayor que en el largo plazo.

2.4.- Funciones de Gasto en Energía Eléctrica y su Correlación con el Ingreso

El monto de una factura por consumo de energía eléctrica puede variar por diversos factores:

1. El nivel de equipamiento del hogar (se tiene la idea de que esta variable está directamente relacionada con el ingreso del hogar, lo cual se intentará probar mediante el análisis de correlación).
2. La antigüedad del equipamiento del hogar y con ello la eficiencia o ineficiencia en su consumo (esta variable también está relacionada con el nivel de ingreso, ya que hogares con un menor ingreso tendrán un acceso más limitado a nueva tecnología y viceversa).
3. La intensidad en el uso de los aparatos de energía eléctrica (un hogar puede contar con un AC que demande 2,500 Watts, pero si se utiliza sólo una hora al mes, el consumo por dicho aparato será de 2.5 kWh, lo cual es el equivalente a mantener prendido un foco de 100 Watts durante 25 horas en un mes).

Este último factor también se encuentra relacionado con la cantidad de personas que habitan en un hogar. Considerando lo anterior, se pretende estimar una función de gasto para cada cuartil de ingreso monetario, en términos generales, considerando lo siguiente:

$$GEE_i^j = \alpha + \beta \times Ing_mon_i^j + \gamma \times PsMg_i^j + \sum_{n=1}^N \phi_n \times X_i^j + \varepsilon_i^j \quad (2.37)$$

Donde

GEE_i^j se refiere al gasto en energía eléctrica del hogar i, que pertenece al cuartil j;

α es el consumo autónomo del hogar,

β es la sensibilidad del gasto en energía eléctrica al nivel de ingreso monetario,

γ es la sensibilidad del gasto al precio marginal y

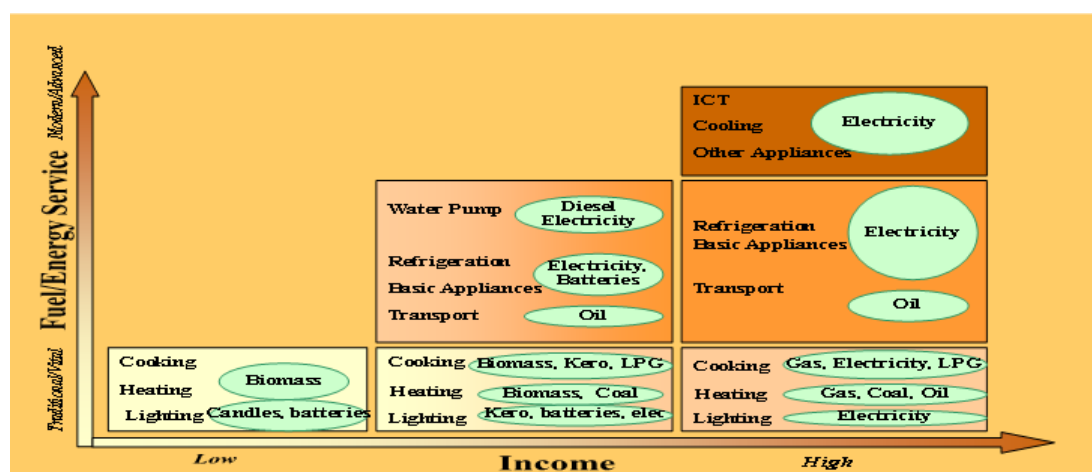
ϕ representa a un vector de aparatos eléctricos (X) y características del hogar, los cuales se determinarán de acuerdo a las características que por el nivel de ingreso sean representativos para el gasto en energía eléctrica; y,

ε es el término de error.

Con la estimación de (2.37) será posible determinar el impacto en los hogares por el cambio en la estructura tarifaria, ya que el parámetro beta será la elasticidad ingreso del gasto en energía eléctrica, de tal forma que para hogares con una beta muy inelástica, el impacto de una reducción en el subsidio será menos significativa que para aquellos hogares con una beta más elástica.

Existen estudios donde se ha determinado la disponibilidad a pagar por el servicio de energía eléctrica, el cual se puede verificar a partir de la correlación entre el ingreso y el consumo de energía eléctrica (ver Gráfica 2.4); se observa que los hogares con un mayor nivel de ingreso tienen un uso mayor de la energía, y en ese sentido, el grado de sustitución se vuelve más complejo a medida que aumenta el ingreso.

Gráfica 2.4.- Utilización de la energía de acuerdo al nivel de ingreso



Nota.- ICT se refiere a tecnologías de comunicación e información.

Fuente: International Energy Agency, Analysis.

Es importante que las variables se encuentren correlacionadas de alguna manera, a fin de introducirlas en el análisis. A continuación se presentan los coeficientes de correlación de ciertas variables para los distintos grupos de usuarios, a fin de poder seleccionar aquellas variables que muestren una correlación significativa con el gasto en energía eléctrica para cada cuartil de ingreso.

Cuadros 2.1.- Correlación del gasto en energía eléctrica y otras variables

Cuartil I

CONCEPTO	Ingreso Monetario	Gasto en Energía Eléctrica	Capacidad de Demanda	Precio Medio
Ingreso Monetario	1.00	0.07	0.13	0.15
Gasto en Energía Eléctrica	0.07	1.00	0.20	0.82
Capacidad de Demanda	0.13	0.20	1.00	0.25
Precio Medio	0.15	0.82	0.25	1.00

Cuartil II

CONCEPTO	Ingreso Monetario	Gasto en Energía Eléctrica	Capacidad de Demanda	Precio Medio
Ingreso Monetario	1.00	-0.01	0.17	-0.01
Gasto en Energía Eléctrica	-0.01	1.00	0.11	0.40
Capacidad de Demanda	0.17	0.11	1.00	0.12
Precio Medio	-0.01	0.99	0.12	1.00

Cuartil III

CONCEPTO	Ingreso Monetario	Gasto en Energía Eléctrica	Capacidad de Demanda	Precio Medio
Ingreso Monetario	1.00	0.06	0.14	0.09
Gasto en Energía Eléctrica	0.06	1.00	0.17	0.88
Capacidad de Demanda	0.14	0.17	1.00	0.13
Precio Medio	0.09	0.88	0.13	1.00

Cuartil IV

CONCEPTO	Ingreso Monetario	Gasto en Energía Eléctrica	Capacidad de Demanda	Precio Medio
Ingreso Monetario	1.00	0.49	0.59	0.51
Gasto en Energía Eléctrica	0.49	1.00	0.46	0.87
Capacidad de Demanda	0.59	0.46	1.00	0.51
Precio Medio	0.51	0.87	0.51	1.00

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004.

Respecto al nivel de equipamiento y características del hogar, se tiene que los aparatos que están correlacionados con el gasto en energía eléctrica por cuartil son los siguientes:

Cuadro 2.2.- Correlación entre el gasto en energía eléctrica por cuartil entre aparatos y características del hogar

CONCEPTO	Cuartil I	Cuartil II	Cuartil III	Cuartil IV
Numero de personas	0.10	0.11	0.04	0.06
Numero de cuartos	0.35	0.22	0.12	0.41
Numero de focos	0.22	0.17	0.26	0.44
Televisión	0.28	0.14	0.10	0.25
Refrigerador	0.08	0.04	0.03	0.13
Ventilador	0.08	0.07	0.02	0.11
Licuada	0.12	0.05	0.05	0.03
Microondas	0.16	0.06	0.10	0.16
Aparato de Aire Acondicionado	0.04	0.10	0.06	0.26

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004.

CAPÍTULO III.- DETERMINACIÓN DE UN ESQUEMA EFICIENTE DE TARIFAS ELÉCTRICAS: El Caso del Área Metropolitana de Monterrey

En este capítulo se presentan los resultados de las metodologías para la determinación de los costos marginales de largo plazo, de las estimaciones de elasticidad precio de la demanda, así como de las funciones de gasto en energía eléctrica.

3.1.- Determinación de los Costos Marginales de Largo Plazo y el Cargo de Acceso

En el presente trabajo se establecerá una estructura tarifaria eficiente basada en los costos marginales, y siguiendo la propuesta de Ronald Coase, se establecerá un cargo de acceso a la red, con el cual se podrá cubrir el diferencial entre el costo marginal y el costo medio [Damonte, 2009]. Para ello se habrá de considerar el excedente del consumidor, ya que el cargo de acceso no puede ser mayor a éste porque se tendría una pérdida social.

La asignación de los cargos de acceso proporcional al excedente del consumidor pudiera generar la idea de que existen subsidios cruzados entre los usuarios. Sin embargo, el excedente del consumidor se puede entender como el beneficio que recibe el usuario por estar conectado a la red. Por ello, con la asignación de un cargo de acceso se cumple la función de enviar una señal más fuerte hacia quienes tienen una mayor capacidad de consumo. Finalmente, estos son los usuarios que influyen en mayor medida en las necesidades de expansión del sistema eléctrico.

Adicionalmente, es importante destacar que al pagar todos los usuarios el costo marginal por la cantidad de kWh consumidos, estos estarían recibiendo una señal económica eficiente a través del precio.

3.1.1.- Costo Marginal de Energía (Costo Marginal Promedio de Corto Plazo)

En el Capítulo II, sección 2.3.1, se hace referencia a uno de los mecanismos más aceptados para determinar el costo marginal de energía, que es la planificación centralizada. En este mecanismo se proyecta la evolución de la demanda y con base en ello se determinan las necesidades de producción, de tal manera que en el largo plazo se tiene un sistema eléctrico adaptado. Es decir, la oferta es en todo momento igual a la demanda.

Al realizar dicho proceso de planeación es posible determinar los costos marginales de corto plazo para cada periodo y para cada año. Al suponer un sistema adaptado a la demanda, el costo marginal de largo plazo se puede determinar como el costo marginal promedio de corto plazo en los años de la proyección.

En el año 2004, el GF, a través de la CRE, contrató los servicios de la empresa de consultoría PACE Global [CRE, 2004], a fin de que se elaborara un estudio con elementos de prospectiva para el diseño tarifario del sector eléctrico en México; donde se revisaron y actualizaron los costos marginales de energía y capacidad de generación por nivel de tensión.

Los resultados obtenidos en el estudio fueron revisados y actualizados por el GF. A continuación se presenta el costo marginal de largo plazo de generación para el sector doméstico¹⁹:

Cuadro 3.1.- Costo Marginal de Energía

Periodo Horario	Costos Marginales de Energía			
	\$/kWh	Horas del día	Ponderación	
Punta	0.678	3	13%	0.085
Intermedio	0.646	15	63%	0.404
Base	0.593	6	25%	0.148
		24		
Costo Marginal de Energía promedio ponderado (\$/kWh)				0.637

Fuente: CRE, resultados del estudio de PACE Global Energy Services.

¹⁹ Los costos marginales están expresados en pesos de diciembre de 2004 de acuerdo al INPC, para efectos de construir una estructura tarifaria adecuada.

Dado que para los usuarios domésticos no es posible aún determinar el consumo de energía eléctrica por periodo horario, un mecanismo para calcular el costo marginal de la energía es ponderando los costos por periodo horario por las horas de cada periodo.

3.1.2.- Costo Marginal de Capacidad (Ley de Cantidad de Obras)

De acuerdo con la metodología propuesta en el Capítulo II apartado 2.3.2, se determinó el valor del coeficiente alfa (coeficiente de escala) para el proceso de distribución de energía eléctrica en baja tensión. Para ello, se utilizó la evolución de la cantidad de electricidad vendida para dicho nivel de tensión (en kWh) y la evolución de las instalaciones eléctricas (kilómetros de red).

Los costos marginales de largo plazo de capacidad se determinaron con base en información de la SENER para el periodo de 1999 a 2007 [SENER, 2010]. El siguiente cuadro muestra la evolución de la cantidad de electricidad consumida por usuarios domésticos, así como la evolución de los kilómetros de red expresados en sus valores y en logaritmos.

Cuadro 3.2.- Energía vendida (GWh-año) y evolución de las redes (kilómetros)

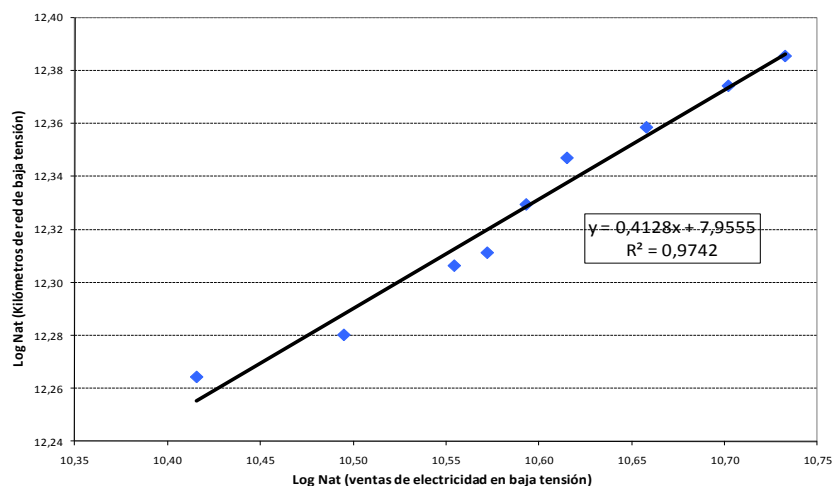
Año	Energía vendida al sector doméstico (GWh-año), (Da)	LN(Da)	Kilómetros de red de baja tensión (Cap)	LN(Cap)
1999	33,370	10.42	211,969	12.26
2000	36,128	10.49	215,369	12.28
2001	38,344	10.55	221,079	12.31
2002	39,032	10.57	222,164	12.31
2003	39,861	10.59	226,256	12.33
2004	40,748	10.62	230,273	12.35
2005	42,531	10.66	232,950	12.36
2006	44,452	10.70	236,635	12.37
2007	45,835	10.73	239,315	12.39

Fuente: SENER.

De acuerdo con la fórmula expresada en (2.28), a partir de una regresión lineal considerando a la cantidad de electricidad (kWh) como la variable dependiente y las

cantidades físicas de la red como variable explicativa, se determina el valor del parámetro de escala (alfa). Los resultados se presentan a continuación.

Gráfica 3.1.- Factor de Escala en la red de distribución



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE y SENER.

La función (2.28) se resuelve y se expresa de la siguiente forma:

$$X = 7.956 + 0.413Da$$

Donde el factor de escala indica que el costo marginal corresponde a un 41.3% del costo medio de la infraestructura.

Por otro lado, de acuerdo con información de la CFE, el costo medio contable para la tarifa doméstica 1C en 2004 fue de \$1.88/kWh, restándole el costo marginal de la energía (dado que se supone que este costo es un “pass-through” y que en ese proceso no existen economías de escala), que es de \$0.64/kWh; resulta una diferencia de \$1.24/kWh

A partir de un análisis realizado para diversas empresas suministradoras de electricidad en América Latina²⁰, el margen de operación de la CFE se encuentra

²⁰ Se realizó un análisis con información financiera de 57 empresas de América Latina, donde se determinó el margen de operación como:

aproximadamente 30% por debajo de sus similares. Por lo tanto, ajustando el costo medio contable restante (\$1.24/kWh), el costo medio ajustado por regulación resulta de \$0.87/kWh. Si se multiplica este valor por el factor de escala (0.413), se obtiene entonces un costo marginal de la capacidad igual a **\$0.36/kWh**.

Si se suman el costo marginal de capacidad y el de energía, el cargo por kWh para todos los usuarios, sería de **\$1.00/kWh**. Sin embargo, considerando lo planteado en la fórmula (2.29), que se refiere a la capacidad de demanda de los usuarios, el costo de capacidad se asignará entre los usuarios de acuerdo a su capacidad de demanda.

Considerando la información de la base de datos de la ENIGH 2004, para el AMM, y agrupando a los usuarios en cuartiles de ingreso, se le puede asignar a cada grupo de usuarios el costo marginal de la capacidad, en función de la capacidad de demanda con la que cuente el promedio de dicho grupo.

Lo anterior tiene sentido si se considera que la capacidad se refiere a las inversiones físicas necesarias en el sistema eléctrico para suministrar la demanda creciente de los usuarios, y es evidente que si se observa una relación positiva entre el ingreso y la capacidad de demanda, los hogares con mayores ingresos inciden en mayor medida en las necesidades de inversión del sistema. Por lo tanto, la ponderación del cargo

$$\frac{\text{Ingreso por ventas} - \text{Costo de ventas} - \text{Gastos de admon y vtas}}{\text{Ingreso por ventas}} \times 100$$
; para el caso de estas empresas el resultado fue de 15.17%; mientras que para CFE el resultado fue de -6.54%.

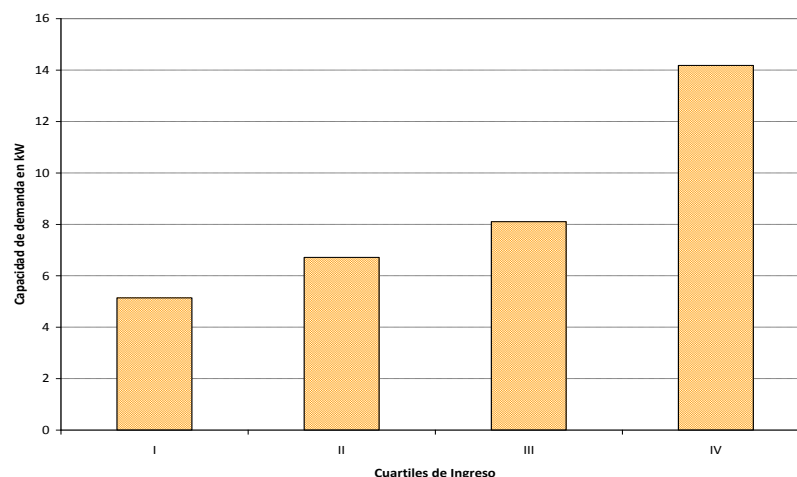
Sin embargo, se tuvo que realizar ajustes al cálculo del margen de operación de CFE, por un lado se ajustó la depreciación debido a que aproximadamente el 25% de las instalaciones corresponden a aportaciones de terceros; asimismo, se agregó como ingreso lo que CFE recibe como transferencia para completar el déficit de las tarifas subsidiadas, ya que los subsidios se “netean” contra el aprovechamiento en un movimiento virtual, pero dicha operación no es suficiente para cubrir el déficit señalado; finalmente se restó el costo de las obligaciones laborales, que si bien representan una carga financiera real para la CFE, es un concepto que distorsiona el desempeño de la empresa y su origen se debe a una política de Estado y no precisamente a la operación de la empresa.

Con estos ajustes, se determinó un nuevo margen de operación para CFE, el que resultó en 11.87%, lo que es un 28% menor al promedio de AL; el cual se ajustó a 30% para agregar una señal más fuerte de eficiencia.

Por último, no se debe perder de vista que el presente estudio aborda el tema de la eficiencia desde el punto de vista teórico y supone una reacción institucional de la CFE prácticamente inmediata; sin embargo, en la realidad esto no sucede así.

por capacidad en función de la capacidad de demanda induce una señal económica a los usuarios.

**Gráfica 3.2.- Capacidad de demanda en kW
por cuartiles de ingreso monetario**



Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004.

De acuerdo con la gráfica 3.2, el cargo por capacidad se distribuirá de la siguiente forma por cuartil de ingresos (considerando que el cargo por energía es el mismo para todos los usuarios).

**Cuadro 3.3.- Cargos de Energía y Capacidad por cuartiles de ingreso monetario
(\$/kWh)**

CARGOS POR kWh CONSUMIDOS	Cuartil de Ingresos			
	I	II	III	IV
Cargo por Capacidad	\$0.22	\$0.28	\$0.34	\$0.60
Cargo por Energía	\$0.64			
Cargo Total (Capacidad + Energía)	\$0.86	\$0.92	\$0.98	\$1.24

Fuente: Elaboración propia.

3.1.3.- Cargo de Acceso a la Red

El cargo de acceso compensa la diferencia entre el costo marginal y el costo medio (por las características de monopolio natural del sector eléctrico), y permite la viabilidad financiera de la empresa en el largo plazo.

A partir de los resultados obtenidos en el apartado anterior (cargos marginales de capacidad y energía), se puede determinar el valor del cargo de acceso.

Cuadro 3.4.- Determinación del cargo de acceso por usuario mensual

CONCEPTO		VALOR	UNIDADES
Costo Medio Contable	A	1.88	\$/kWh
Costo Marginal de Energía	B	0.64	\$/kWh
Diferencia	C=A-B	1.24	\$/kWh
Costo Medio Ajustado por Benchmarking (-30%)	D=C*(1-0.3)	0.87	\$/kWh
Factor de escala	E	0.413	\$/kWh
Costo Marginal de Capacidad	F=D*E	0.36	\$/kWh
Cargo Marginal Total (capacidad y energía)	G=F+B	1.00	\$/kWh
Déficit de Ingresos por kWh	H=D-E	0.51	\$/kWh
Energía Total Vendida al Sector Doméstico 2004	I	40,748	GWh-año
Usuarios 2004	J	24,614,553	#
Déficit de ingresos totales	K=H*I	20,785	Millones de pesos
Déficit de Ingresos por Usuario	L=K/J	844.44	\$/Usuario-año
Déficit de Ingresos mensual por Usuario = Cargo de Acceso		70.37	\$/Usuario-mes

Fuente: Elaboración propia.

El cargo de acceso resulta de \$70.37/usuario-mes; sin embargo, en la propuesta tarifaria se pretende discriminar la aplicación de dicho cargo en función del excedente del consumidor; es decir, considerando el valor que le asigna cada usuario al hecho de estar conectado a la red; por lo que el déficit de ingresos (20,785 millones de pesos anuales), se distribuirá de manera diferenciada entre cada cuartil de ingresos.

En principio, se puede suponer que el valor del excedente es igual al costo del respaldo de electricidad, lo que de acuerdo con la gráfica 2.4 es proporcional al nivel de ingresos debido al equipamiento de los hogares; sin embargo, el cálculo del costo del respaldo resulta complejo ya que depende del tipo de planta de generación, el combustible a utilizar, etc.

Por lo anterior y considerando el concepto de utilidad marginal del ingreso, el cual postula que el valor de un peso para los hogares más pobres es mayor que para los hogares más ricos; se propone asignar el cargo de acceso en función de los excedentes del consumidor relativos entre cuartiles, con lo que se estarían redistribuyendo los ingresos e incentivando una mejora para la sociedad.

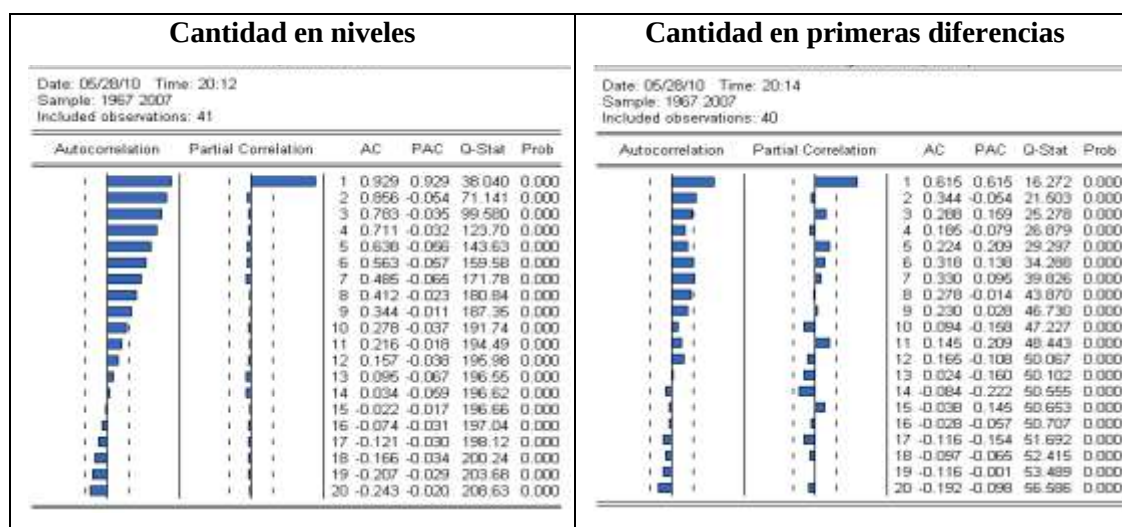
3.1.3.1.- Determinación de la Elasticidad-Precio de la Demanda por Electricidad para Uso Doméstico

Si bien en el apartado 1.3 se menciona que debido a la estructura tarifaria del sector doméstico, en bloques crecientes, resulta complicado estimar la elasticidad precio de la demanda con datos de corte transversal; no sucede lo mismo cuando se cuenta con series históricas. Por ello, se decidió determinar esta elasticidad considerando información de la SENER para el periodo 1962-2007. En particular, las series históricas de la cantidad de electricidad consumida por el sector doméstico (kWh), el precio medio de dicho sector deflactado por el INPC y el Producto Interno Bruto (PIB) a precios constantes (base 2003) como una variable *proxy* del ingreso; mediante un modelo de ajuste parcial descrito en el apartado 2.3.3.1.

Con el fin de utilizar series adecuadas para el modelo y no caer en regresiones espurias, se realizaron pruebas gráficas de estacionariedad en niveles y primeras diferencias a partir de los correlogramas de las series. Así, una vez comprobada la estacionariedad del mismo orden, se corrió la regresión. Posteriormente, se realizó una prueba gráfica de cointegración, donde se comprueba con el correlograma de los residuos que existe una relación de largo plazo entre las variables.

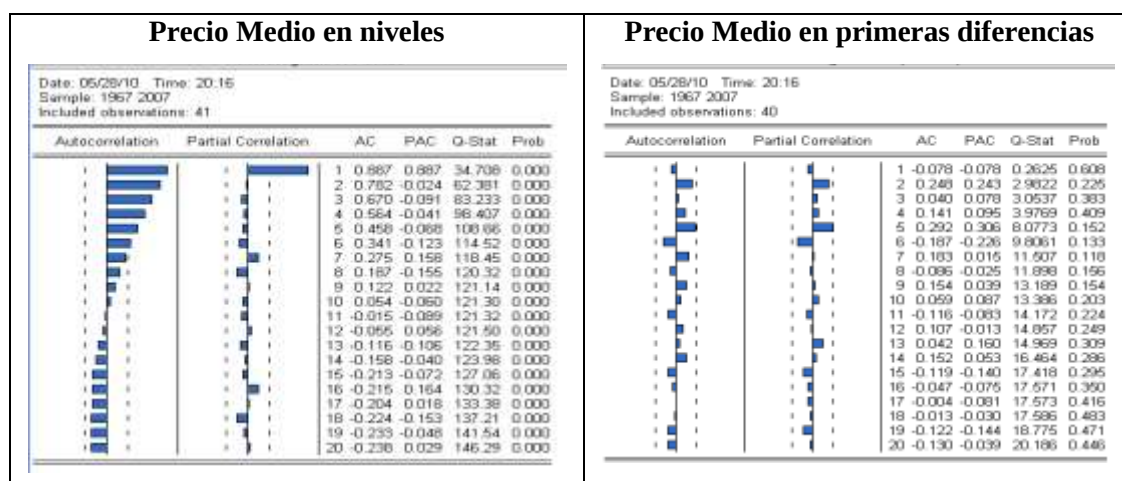
A continuación se presentan los correlogramas en niveles y primeras diferencias de las series de tiempo.

Cuadro 3.5.- Correlogramas de las series de cantidad de energía vendida al sector doméstico (kWh)



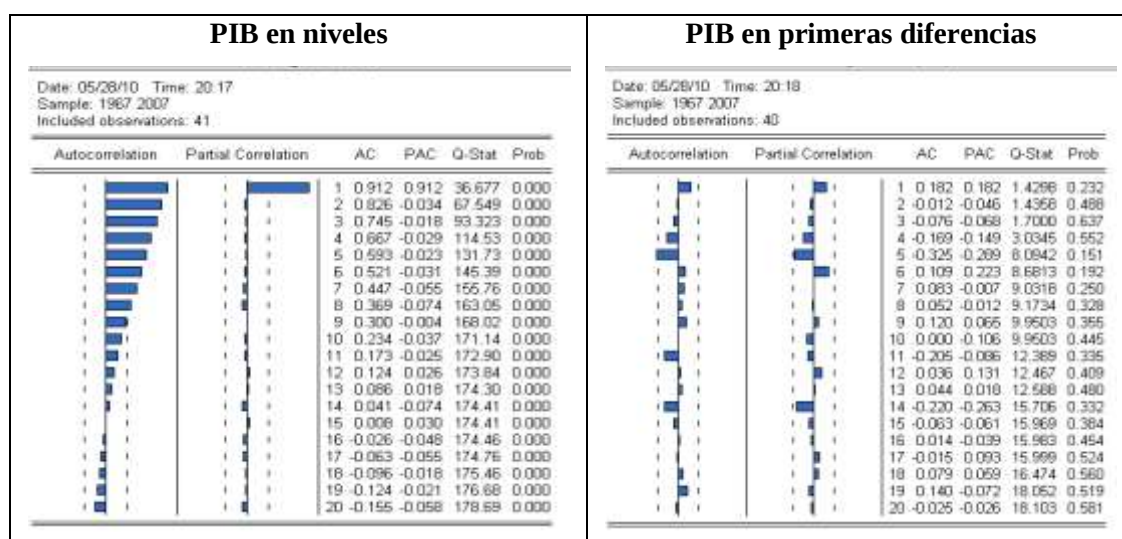
Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 3.6.- Correlogramas de las series de precio medio



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 3.7.- Correlogramas de las series del PIB real

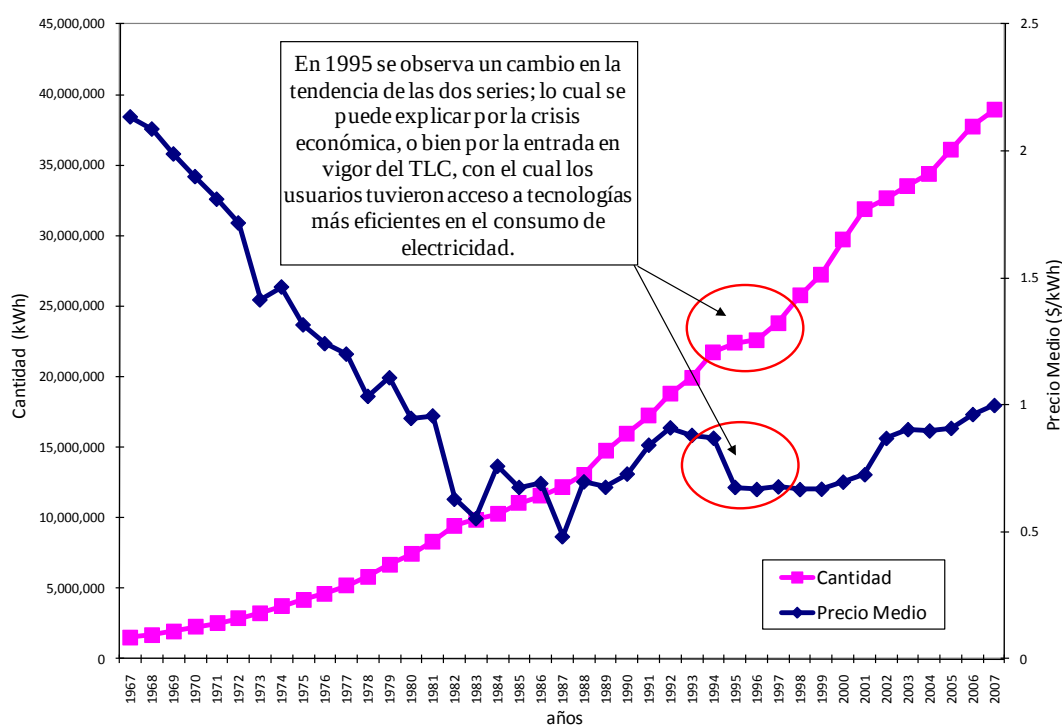


Fuente: Elaboración propia.

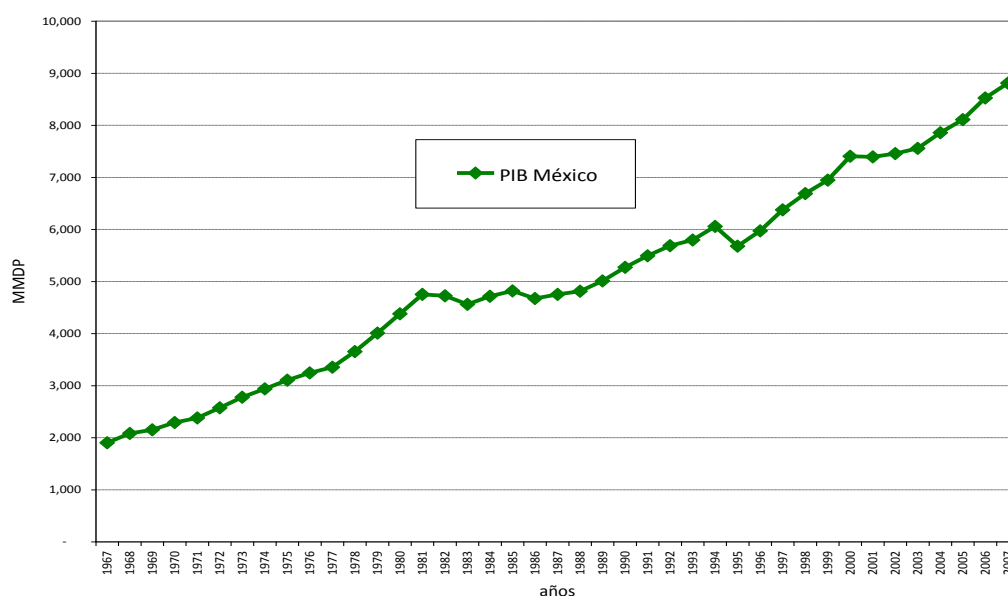
En general, se observa que las tres series son no estacionarias en primeras diferencias, salvo en el caso de la serie de cantidad (kWh) donde el primer rezago presenta una autocorrelación importante lo cual no demerita el resultado; por lo que, es posible correr una regresión, la cual no será espuria (siempre y cuando las series estén cointegradas).

Por otro lado, del análisis gráfico de las series se observa el cambio más reciente en las tendencias de las variables en el año 1995; la cual puede explicarse por la crisis económica que tuvo un impacto significativo tanto en el consumo de electricidad como la producción nacional.

Gráfica 3.3.- Series históricas de la cantidad vendida y precio medio del sector doméstico



Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

Gráfica 3.4.- Serie histórica del PIB en México (1967 – 2007)

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

Por todo lo anterior, se decidió correr la regresión para el periodo 1995 – 2007. Así, se pueden obtener elasticidades precio de la demanda que reflejen la situación actual de la misma.

Al correr la regresión sin el rezago de la cantidad, se observó autocorrelación ($DW=1.11$), pero al incluir el rezago de la cantidad ($Q(-1)$) como se señala en (2.34), el estadístico DW se corrigió; aunque no se debe perder de vista que esta corrección no significa que no exista autocorrelación entre las variables; sin embargo, se trata de una forma convencional para mejorar el ajuste del modelo.

Una vez señalado lo anterior, se procedió a realizar la regresión con la forma funcional descrita en (2.34), los resultados fueron los siguientes:

Cuadro 3.8.- Resultados de la regresión del Modelo de Ajuste Parcial

Variable Dependiente: LOG(Q)

Método: Mínimos Cuadrados

Fecha: 05/27/10 Hora: 17:35

Muestra (ajustada): 1996 2007

Observaciones incluidas: 12 despues de ajustar los extremos

Variable	Coefficiente	Error Estándar	Estadístico "t"	Prob.
C	-1.784177	1.245811	-1.432141	0.1900
LOG(PSMED)	-0.209998	0.076847	-2.732673	0.0257
LOG(PIB)	0.442491	0.124800	3.545604	0.0076
LOG(Q(-1))	0.874427	0.119479	7.318652	0.0001
R cuadrada	0.997039	M. variable dep.		17.24127
R cuadrada ajustada	0.995929	D.E. variable dep.		0.179643
E.S. de la regresión	0.011462	Criterio Akaike		-5.838272
Suma del cuadrado de los residuales	0.001051	Criterio Schwarz		-5.676636
Log verosimilitud	39.02963	Estadístico "F"		897.9349
Estadístico Durbin-Watson	2.211465	Prob (Estadístico "F")		0.000000

Fuente: Estimado con el software E-Views 3.1.

De esta regresión se analizó el correlograma de los residuos para comprobar la relación de largo plazo entre las variables, donde se observó ruido blanco; por lo que se puede decir que las series se encuentran cointegradas y la regresión es válida.

Cuadro 3.9.- Correlograma de los residuos

Date: 05/28/10 Time: 20:21 Sample: 1996 2007 Included observations: 12					
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.198	-0.198	0.6017	0.438
		2 -0.090	-0.135	0.7378	0.691
		3 -0.100	-0.156	0.9252	0.819
		4 0.188	0.127	1.6681	0.797
		5 -0.101	-0.065	1.9118	0.061
		6 -0.173	-0.202	2.7523	0.839
		7 -0.225	-0.335	4.4531	0.726
		8 0.119	-0.135	5.0445	0.753
		9 0.150	0.082	6.3106	0.708
		10 -0.177	-0.160	8.9424	0.538

Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados de la regresión, se determinó el valor de las elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazos:

Elasticidad precio de la demanda de corto plazo = **-0.209**.Elasticidad precio de la demanda de largo plazo = $-0.209/(1-0.874) = \mathbf{-1.659}$.

El valor de la elasticidad de largo plazo resulta elevado, lo cual no es congruente con los resultados de otros estudios similares en otros países, salvo en países desarrollados, donde se observa que la demanda es muy elástica en el largo plazo.

Pese a lo anterior, se realizará el cálculo del excedente del consumidor a partir de los valores obtenidos, ya que el propósito de incluir las elasticidades es determinar si el cargo de acceso es proporcional al excedente del consumidor de acuerdo al cuartil de ingresos al que pertenezca cada usuario y asignar el mismo en función de los excedentes relativos entre cuartiles de ingresos.

Es importante señalar que seguramente la elasticidad precio de la demanda por electricidad será diferente entre cuartiles de ingreso; sin embargo, no se cuenta con información desagregada por nivel de ingreso de las ventas de electricidad ni de los precios medios, por lo que se supondrá que en general los usuarios reaccionan a los precios a partir de las elasticidades precio estimadas.

3.1.3.2.- Cálculo del Excedente del Consumidor

De acuerdo con los supuestos del apartado 2.3.3.1, se calculará el excedente del consumidor; el valor obtenido se comparó con el cargo de acceso mensual, y se utilizó para reasignar el mismo entre los cuartiles de ingresos.

El ejercicio se realizó considerando las elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazos, los resultados se muestra a continuación.

Cuadro 3.10.- Cálculo de “-b” para corto y largo plazos

Cálculo de -b (corto plazo)					
CUARTIL	Elasticidad	Precio	Cantidad	P/Q	-b
I	-0.209	0.86	442.00	0.002	107.42
II	-0.209	0.92	488.00	0.002	110.86
III	-0.209	0.98	547.00	0.002	116.66
IV	-0.209	1.24	782.00	0.002	131.80

Cálculo de -b (largo plazo)					
CUARTIL	Elasticidad	Precio	Cantidad	P/Q	-b
I	-1.659	0.86	442.00	0.002	852.65
II	-1.659	0.92	488.00	0.002	879.99
III	-1.659	0.98	547.00	0.002	925.99
IV	-1.659	1.24	782.00	0.002	1,046.24

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 3.11.- Cálculo de “a” para corto y largo plazos

Cálculo de a (corto plazo)				
CUARTIL	Cantidad	b	Precio	a
I	442.00	107.42	0.86	534.38
II	488.00	110.86	0.92	589.99
III	547.00	116.66	0.98	661.32
IV	782.00	131.80	1.24	945.44

Cálculo de a (largo plazo)				
CUARTIL	Cantidad	b	Precio	a
I	442.00	852.65	0.86	1,175.28
II	488.00	879.99	0.92	1,297.59
III	547.00	925.99	0.98	1,454.47
IV	782.00	1,046.24	1.24	2,079.34

Fuente: Elaboración propia.

Con estos datos se obtienen las funciones de demanda para cada cuartil, se igualan a cero y se despeja el valor del precio; como se observa a continuación:

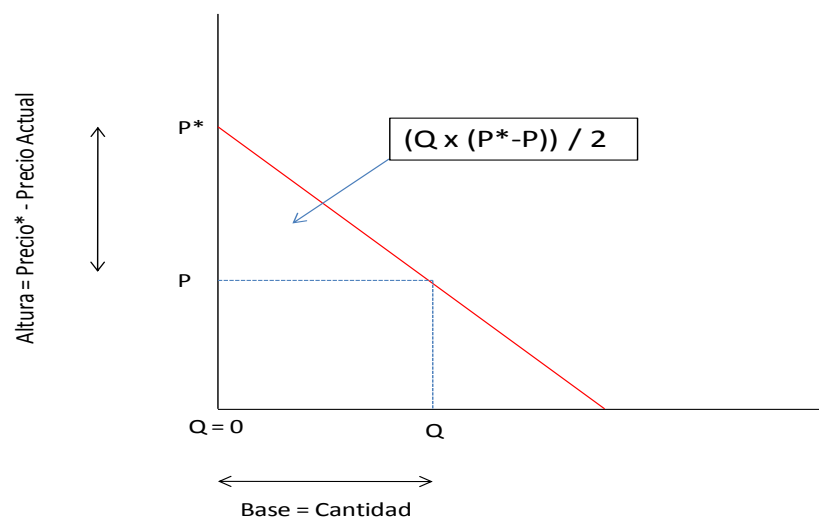
Cuadro 3.12.- Determinación del Precio donde $Q = 0$

Precio que hace $Q=0$ (corto plazo)				Precio que hace $Q=0$ (largo plazo)			
CUARTIL	a	b	p*	CUARTIL	a	b	p*
I	534.38	107.42	4.97	I	1,175.28	852.65	1.38
II	589.99	110.86	5.32	II	1,297.59	879.99	1.47
III	661.32	116.66	5.67	III	1,454.47	925.99	1.57
IV	945.44	131.80	7.17	IV	2,079.34	1,046.24	1.99

Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenido el valor del precio que hace cero la cantidad consumida, se determina el excedente del consumidor como el área bajo la función de demanda menos “Precio * Cantidad”; es decir, el área del triángulo que observa en la gráfica:

Gráfica 3.5.- El Excedente del Consumidor



Fuente: Elaboración propia.

Es así que el excedente del consumidor para cada cuartil resulta en:

Cuadro 3.13.- Determinación del excedente del consumidor con elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazos

Cálculo del excedente del consumidor (corto plazo)					
CUARTIL	Base (cantidad)	Precio actual (A)	Precio * (B)	B - A = Altura	Excedente = (Base x altura)/2
I	442.00	0.86	4.97	4.11	909.38
II	488.00	0.92	5.32	4.40	1,074.07
III	547.00	0.98	5.67	4.69	1,282.44
IV	782.00	1.24	7.17	5.93	2,319.81

Cálculo del excedente del consumidor (largo plazo)					
CUARTIL	Base (cantidad)	Precio actual (A)	Precio * (B)	B - A = Altura	Excedente = (Base x altura)/2
I	442.00	0.86	1.38	0.52	114.56
II	488.00	0.92	1.47	0.55	135.31
III	547.00	0.98	1.57	0.59	161.56
IV	782.00	1.24	1.99	0.75	292.25

Fuente: Elaboración propia.

Se observa una diferencia considerable entre ambos resultados (para corto y largo plazos); sin embargo, tomando en cuenta que el cargo de acceso resultó en **\$70.37/usuario-mes**, en los dos casos resulta proporcional al excedente del consumidor.

Cuadro 3.14.- Cargo de acceso vs. Excedente del consumidor

Cuartil de Ingresos	Cargo de Acceso	Excedente de corto plazo	Relación	Excedente de largo plazo	Relación
	A	B	A/B	C	A/C
I	\$70.37	\$909.38	7.7%	\$114.56	61.4%
II		\$1,074.07	6.6%	\$135.31	52.0%
III		\$1,282.44	5.5%	\$161.56	43.6%
IV		\$2,319.81	3.0%	\$292.25	24.1%

Fuente: Elaboración propia.

Con estos resultados, se realizó un ajuste al cargo de acceso, para que fuera proporcional al excedente de cada cuartil; con lo que se obtuvo un nuevo cargo de acceso en función del nivel de ingresos de cada usuario.

Finalmente, se determinó un nuevo cargo de acceso por cuartil de ingresos monetarios; con el fin de establecer un criterio de eficiencia social en la estructura tarifaria; para ello se repartió el déficit de ingresos (20,785 millones de pesos), ponderando por los excedentes relativos de cada cuartil.

3.1.3.3.- Nuevo Pliego Tarifario para Usuarios del Servicio Público de Energía Eléctrica del Sector Doméstico

Considerando los resultados obtenidos, el pliego tarifario propuesto para el sector doméstico es el siguiente:

Cuadro 3.15.- Pliego Tarifario en función del nivel de ingresos

Cuartil de Ingresos	Cargo por Energía	Cargo por Capacidad	Cargo de Acceso
	\$/kWh	\$/kWh	\$/usuario-mes
I	\$0.64	\$0.22	\$45.80
II		\$0.28	\$54.11
III		\$0.34	\$64.62
IV		\$0.60	\$116.96

Fuente: Elaboración propia.

El cuadro 3.16 muestra el cambio en los precios medios por cuartil de ingresos.

Cuadro 3.16.- Relación de Precios Medios (vigente – propuesto)

Cuartil de Ingresos	Precio Medio Vigente	Precio Medio Propuesto	Diferencia Absoluta	Diferencia Relativa
	A	B	B - A	B/A
I	\$0.79	\$0.96	\$0.17	22%
II	\$0.83	\$1.03	\$0.20	24%
III	\$0.96	\$1.10	\$0.14	15%
IV	\$1.54	\$1.39	-\$0.15	-10%

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que para los usuarios de los primeros 3 cuartiles habría un incremento en su facturación promedio de entre 15% y 24%, mientras que para los usuarios del cuartil IV, habría una reducción de 10% en su precio medio.

No se debe perder de vista que los niveles de costos medios aquí propuestos resultan de un ajuste regulatorio a los niveles actuales; en la realidad, el impacto pudiera ser mayor ya que el ajuste pudiera ser gradual o de una menor magnitud; sin embargo, se considera que ninguna modificación a las tarifas eléctricas de uso doméstico actuales generará eficiencia, si no se acompaña de una estrategia agresiva de reducción de costos en el sector.

3.2.- Análisis de Correlación entre el Ingreso Monetario y el Gasto en Energía Eléctrica

La propuesta tarifaria presentada, se basa en el supuesto de que existe una correlación positiva entre el nivel de ingresos del hogar y su demanda por electricidad; la cual se deriva de la cantidad de aparatos con los que cuentan los hogares; para corroborar esto, es necesario realizar un análisis como el que se presenta a continuación.

En el siguiente cuadro se describe la base de datos de la ENIGH 2004 para el AMM, con el fin de conocer las características socioeconómicas de los hogares, principalmente en términos del gasto, ingreso, consumo y equipamiento²¹.

²¹ En el Anexo se presenta una descripción de la base de datos y las operaciones que se realizaron para determinar los valores de la cantidad consumida, precios medios, precios marginales, capacidad de demanda, etc.

Cuadro 3.17.- Promedios de las variables representativas de acuerdo al cuartil de ingreso monetario

CONCEPTO	QUARTIL			
	I	II	III	IV
Ingreso monetario (\$/mes)	3,386.71	6,175.00	9,787.80	23,789.88
Gasto monetario (\$/mes)	3,520.37	5,321.35	8,083.90	18,053.91
Gasto neto en energía eléctrica (\$/mes)	348.98	404.85	524.83	1,204.28
Capacidad de demanda (kW)	5.14	6.71	8.10	14.18
Precio Marginal (\$/kWh)	1.30	1.48	1.65	1.87
Precio Medio (\$/kWh)	0.79	0.83	0.96	1.54
Número de Cuartos	3.77	4.05	4.46	5.62
Número de Habitantes	3.27	3.96	4.43	4.36
Número de Focos	6.36	7.26	8.46	12.81
Número de Televisiones	1.23	1.61	1.84	2.47
Número de Refrigeradores	0.92	0.98	0.99	1.03
Número de Aparatos de Aire Acondicionado	0.25	0.37	0.48	1.05

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004.

Cuadro 3.18.- Proporción del gasto en energía eléctrica sobre el ingreso y gasto monetarios

CONCEPTO	QUARTIL			
	I	II	III	IV
Gasto en energía eléctrica / Ingreso Monteraio	10.30%	6.56%	5.36%	5.06%
Gasto en energía eléctrica / Gasto Monteraio	9.91%	7.61%	6.49%	6.67%

Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004.

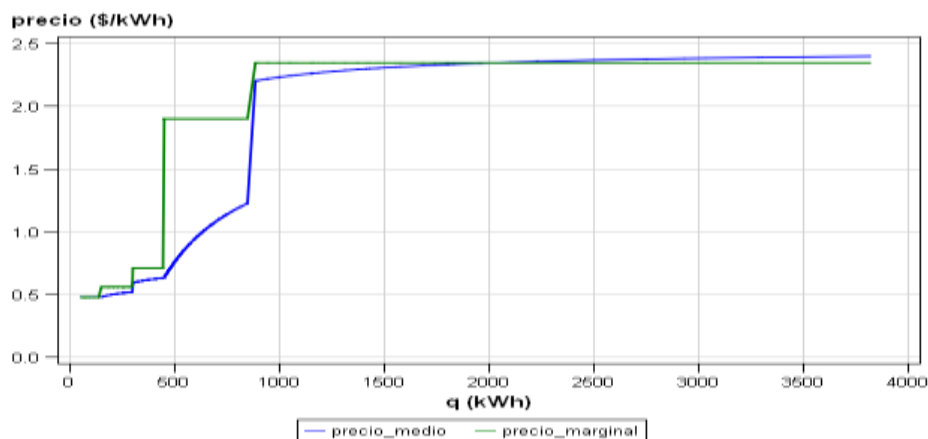
En el cuadro 3.18, se muestra la proporción que representa el gasto en energía eléctrica del ingreso y gasto monetarios para el AMM; se observa, como era de esperarse, que para el cuartil I, el gasto en energía eléctrica es relativamente mayor que para el resto de los cuartiles, lo anterior indica que, a lo largo de la muestra, el ingreso crece en mayor proporción que el gasto en energía eléctrica.

Asimismo, considerando los promedios de las variables mostradas en el cuadro 3.15, se observa que existe una correlación positiva entre el consumo de energía eléctrica, el ingreso monetario, la capacidad de demanda y las características del hogar.

Por otro lado, la gráfica 3.6 muestra los precios medios y marginales para distintos niveles de consumo de la muestra, y se observa que su forma es similar a la presentada en la gráfica 1.2; cabe señalar que se decidió utilizar el precio marginal en las estimaciones, debido a que el precio medio introdujo mayores distorsiones que el

marginal, lo cual es de entenderse, ya que el precio medio se calcula a partir del gasto en energía eléctrica (están relacionados), en cambio el precio marginal refleja la estructura vigente de las tarifas domésticas²².

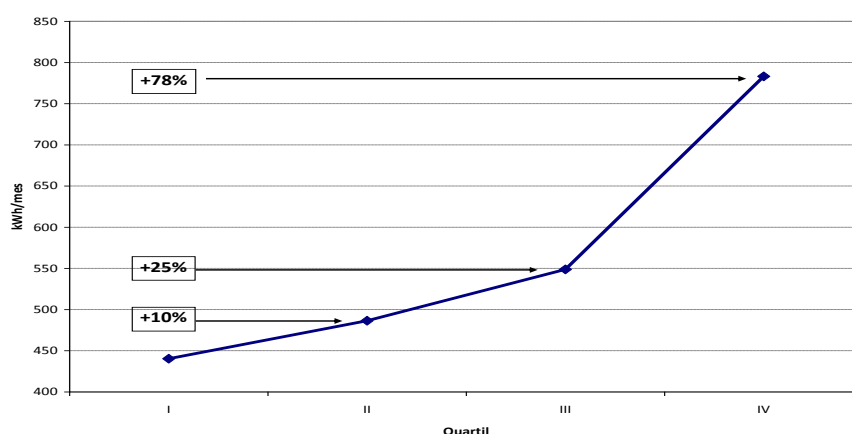
Gráfica 3.6.- Precios medio y marginal para usuarios domésticos en el Área Metropolitana de Monterrey



Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004 y CFE.

La siguiente gráfica presenta el consumo promedio por cuartil, y se observa cómo el cuartil de mayores ingresos tiene un consumo hasta 78% mayor que el del cuartil de menores ingresos.

Gráfica 3.8.- Consumo Promedio de Energía Eléctrica por Cuartil de Ingreso Monetario



Fuente: Elaboración propia con datos de la ENIGH 2004.

²² Dado que las tarifas son en bloques y escalones, el precio marginal es igual al determinado en dicha estructura.

3.2.2.- Estimación de las Funciones de Gasto en Energía Eléctrica²³

Se realizaron diversas regresiones lineales en logaritmos para estimar la sensibilidad del gasto en energía eléctrica respecto al ingreso, y otras características del hogar; cabe mencionar que se realizaron pruebas de significancia de las variables incluidas, así como pruebas estadísticas a la muestra, tomando en cuenta que se trata de datos de corte transversal, y que por sus características pueden presentar algunas violaciones a los supuestos del modelo de regresión lineal [Gujarati, 2004].

Multicolinealidad se probó con el índice de tolerancia, el cual toma valores entre 0 y 1, mientras más cercano a 0, indica un mayor grado de colinealidad de una variable con el resto, si el índice de tolerancia es más cercano a 1, indica que no existe colinealidad entre las variables independientes; aunque esta violación a los supuestos del modelo de regresión lineal no es grave, ya que se debe a características de la muestra, lo que se prueba es el “grado” de multicolinealidad.

Heterocedasticidad, es común que se presente en modelos con datos de corte transversal; en este caso se utilizó la prueba de White a fin de comprobar la hipótesis nula que la varianza de los residuales es homogénea. Si el valor de “P” es relativamente bajo, se rechaza la hipótesis nula y se acepta la alternativa sobre la presencia de heterocedasticidad. Sin embargo, dado que se trata de variables transformadas en logaritmos, esto reduce considerablemente la heterocedasticidad.

Autocorrelación, como ya se señaló, en datos de corte transversal es muy probable la presencia de heterocedasticidad, debido a las características de la muestra (ENIGH); sin embargo, si se demuestra que no existe autocorrelación espacial, el problema de la heterocedasticidad no es tan grave, ya que finalmente se trata de una característica de los datos, y de no existir autocorrelación, se espera que los estimadores sean eficientes.

²³ Las funciones se estimaron con el software SAS Enterprise Guide 4.

La autocorrelación se determinará a partir de la prueba de Durbin-Watson, donde un valor del estadístico “d” cercano a 2 indica que no existe autocorrelación.

Tomando en cuenta lo anterior, se presentan los resultados obtenidos a partir de un ejercicio de regresión lineal en logaritmos del gasto en energía eléctrica respecto del ingreso monetario, el precio marginal de la energía eléctrica, el gasto monetario (sin considerar el gasto en energía eléctrica) y otras características del hogar, para la muestra (1,520 observaciones) dividida en cuartiles de ingreso monetario.

Se estimaron funciones de gasto en energía eléctrica para cada uno de los 4 cuartiles de ingreso monetario, en las cuales se consideraron como variables al ingreso monetario y el precio marginal, sin embargo, en cada cuartil se utilizaron algunas variables que representan las características del hogar que resultaron representativas para cada cuartil; por ejemplo, la variable número de aparatos de aire acondicionado no resulta tan relevante para el cuartil I como para el resto.

Cuadro 3.19.- Regresión lineal en logaritmos para el cuartil I

Variable	Parámetro Estimado	Valor de t	Pr > t	Índice de Tolerancia	Límites de confianza al 95%	
Intercepto	4.413 (0.434)	10.170	<.0001	.	3.560	5.266
Ingreso Monetario	0.093 (0.048)	1.960	0.051	0.914	0.000	0.187
Precio Marginal	0.924 (0.036)	25.700	<.0001	0.868	0.853	0.995
Número de Cuartos	0.142 (0.046)	3.050	0.002	0.815	0.050	0.233
Número de Televisiones	0.065 (0.027)	2.370	0.018	0.798	0.011	0.119
Número de Aspiradoras	0.222 (0.100)	2.220	0.027	0.968	0.025	0.418

Prueba de White	
Chi-cuadrada	35.21
Valor de P	0.027

N	380
R ²	0.711
R ² Ajustada	0.708
DW	2.052

Fuente: Estimación propia.

Cuadro 3.20.- Regresión lineal en logaritmos para el cuartil II

Variable	Parámetro Estimado	Valor de t	Pr > t	Índice de Tolerancia	Límites de confianza al 95%	
Intercepto	5.615 (1.155)	4.860	<.0001	.	3.343	7.887
Ingreso Monetario	-0.018 (0.118)	-0.160	0.877	0.991	-0.250	0.214
Precio Marginal	0.896 (0.034)	26.470	<.0001	0.968	0.829	0.962
Número de Cuartos	0.123 (0.043)	2.870	0.004	0.963	0.039	0.207

Prueba de White	
Chi-cuadrada	21.92
Valor de P	0.0155

N	380
R ²	0.669
R ² Ajustada	0.666
DW	2.009

Fuente: Estimación propia.

Cuadro 3.21.- Regresión lineal en logaritmos para el cuartil III

Variable	Parámetro Estimado	Valor de t	Pr > t	Índice de Tolerancia	Límites de confianza al 95%	
Intercepto	4.962 (1.593)	3.120	0.002	.	1.830	8.093
Ingreso Monetario	0.052 (0.155)	0.340	0.737	0.972	-0.253	0.358
Precio Marginal	1.017 (0.047)	21.470	<.0001	0.974	0.924	1.110
Sistema de Aire Acondicionado	0.154 (0.091)	1.690	0.092	0.985	-0.025	0.333
Número de Televisiones	0.052 (0.025)	2.050	0.041	0.905	0.002	0.102
Número de Computadoras	0.089 (0.046)	1.930	0.054	0.904	-0.002	0.180

Prueba de White	
Chi-cuadrada	33.77
Valor de P	0.028

N	380
R ²	0.580
R ² Ajustada	0.575
DW	1.751

Fuente: Estimación propia.

Cuadro 3.22.- Regresión lineal en logaritmos para el cuartil IV

Variable	Parámetro Estimado	Valor de t	Pr > t	Índice de Tolerancia	Límites de confianza al 95%	
Intercepto	-0.723 (0.739)	-0.980	0.328	.	-2.176	0.730
Ingreso Monetario	0.467 (0.073)	6.390	<.0001	0.621	0.323	0.611
Precio Marginal	1.36 (0.085)	15.960	<.0001	0.847	1.192	1.528
Gasto en Energía no Eléctrica	-0.038 (0.013)	-3.050	0.002	0.955	-0.063	-0.014
Gasto en Agua	0.067 (0.027)	2.500	0.013	0.838	0.014	0.119
Número de Cuartos	0.301 (0.109)	2.760	0.006	0.583	0.086	0.515
Número de Focos	0.219 (0.078)	2.820	0.005	0.520	0.066	0.372
Número de Refrigeradores	0.219 (0.114)	1.920	0.056	0.976	-0.005	0.444
Sistema de Aire Acondicionado	0.166 (0.078)	2.130	0.034	0.820	0.013	0.319

Prueba de White	
Chi-cuadrada	66.65
Valor de P	0.02

N	380
R ²	0.665
R ² Ajustada	0.658
DW	1.833

Fuente: Estimación propia.

Se observa que la variable ingreso monetario, que es la que se pretende estimar, resulta significativa sólo para el cuartil IV, por lo que se realizaron algunos ajustes al modelo, como eliminar la variable precio marginal, ya que el gasto se encuentra altamente correlacionado con dicha variable y podría estar afectando los resultados.

Sin embargo, de los cuadros anteriores se destaca el impacto que tienen las variables de aparatos eléctricos; donde para el cuartil IV resultan significativas las variables refrigerador y aire acondicionado, para los cuartiles I y III el número de televisiones, para el cuartil II ninguna variable de aparatos resultó significativa; mientras que la variable número de cuartos resultó significativa para los cuartiles I, II y IV, siendo menos elástica para I y II que para IV.

Es así que se estimaron las elasticidades con respecto al gasto en energía eléctrica (sin considerar el efecto del precio marginal), del ingreso y el nivel de equipamiento de las variables más representativas, o que tienen un mayor efecto sobre el consumo en energía eléctrica; el resultado se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 3.23.- Elasticidades con respecto al gasto en energía eléctrica, considerando el equipamiento desagregado

VARIABLE	CUARTILES				
	I	II	III	IV	N
Ingreso Monetario	0.200*	-0.238	0.219	0.736*	0.377*
Número de Televisiones	0.211*	0.142*	0.122*	0.100*	0.138*
Número de Refrigeradores	0.342*	-0.010	0.022	0.349*	0.169*
Número de Aparatos de Aire Acondicionado	0.047	0.119*	0.015	0.950*	0.098*
Sistema de Aire Acondicionado	0.083	0.111	0.267*	0.330*	0.344*

Nota.- * se refiere a variables que resultaron significativas al 1%, el resto de las variables resultaron no significativas.

Fuente: Estimación propia.

Es importante destacar, que para la estimación del total de la muestra (N), la prueba de White resultó ser significativa; sin embargo, al estimar las elasticidades por cuartil, dicha prueba resultó no significativa.

Finalmente, se realizaron estimaciones para calcular únicamente las elasticidades ingreso del gasto en energía eléctrica y la elasticidad de la capacidad de demanda respecto al gasto en energía eléctrica (esta variable puede considerarse como el nivel

de equipamiento agregado por hogar), los resultados para la elasticidad ingreso fueron muy similares a los presentados en el cuadro 3.21:

Cuadro 3.24.- Elasticidades con respecto al gasto en energía eléctrica, considerando el equipamiento agregado (capacidad de demanda)

VARIABLE	CUARTIL			
	I	II	III	IV
Intercepto	0.968	6.605*	2.043	-4.990*
Ingreso Monetario	0.202*	-0.204	0.267	0.743*
Capacidad de Demanda	0.339*	0.145	0.144*	0.364*

Nota.- * se refiere a variables que resultaron significativas al 1%, el resto de las variables resultaron no significativas.

Fuente: Estimación propia.

En ninguno de los cuartiles se observó autocorrelación ni heterocedasticidad, y aparentemente no se observó colinealidad entre las dos variables salvo en el caso del cuartil IV, donde el índice de tolerancia fue cercano a 0.5. De los cuadros 3.23 y 3.24, se desprende lo siguiente.

Para los cuartiles de ingreso monetario:

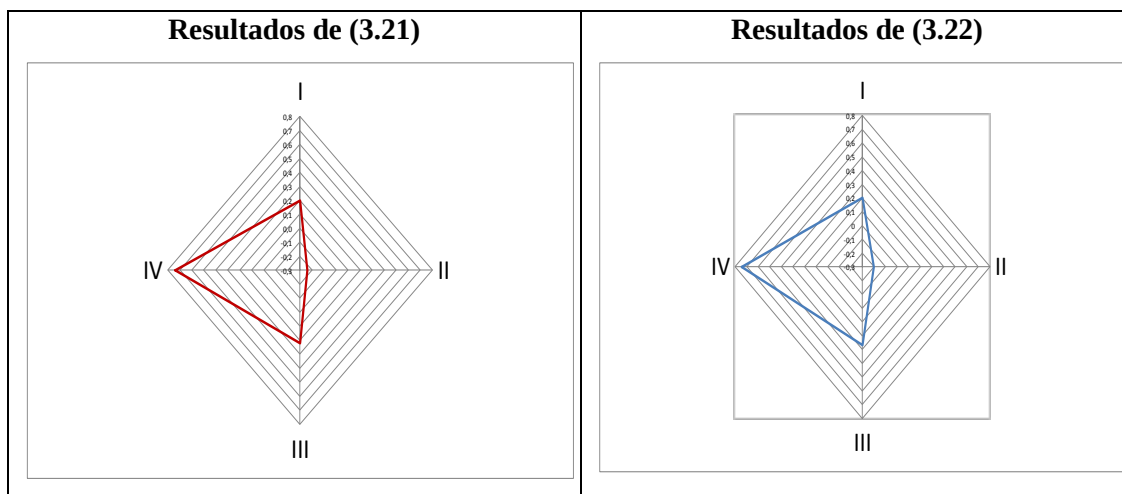
- La variable ingreso monetario resulta significativa sólo para los cuartiles I y IV, y para los hogares con menor ingreso esta variable es más inelástica que para los hogares con mayores ingresos, es decir, ante una disminución en el ingreso de 10% para los cuartiles I y IV, se esperaría una disminución en el gasto en electricidad de 2% y 7%, respectivamente.
- El número de televisiones es una variable que explica parte del gasto en electricidad, siendo su elasticidad inversa al nivel de ingreso (hogares con mayor ingreso son más inelásticos). Y la variable refrigerador, al igual que el ingreso, sólo resultó significativa para los cuartiles I y IV.
- La variable Sistema de Aire Acondicionado, como era de esperarse, resulta significativa sólo para los cuartiles de altos ingresos (III y IV), siendo más inelástica para el cuartil III.
- Por su parte, cuando se realiza el análisis con los aparatos eléctricos agregados (capacidad de demanda), la variable resulta significativa para los

cuartiles I, III y IV; siendo similares para los extremos (I y IV) y más inelástica para el cuartil III.

Para el total de la muestra:

- La variable ingreso monetario resultó ser relativamente inelástica: por cada aumento (disminución) del ingreso en 10%, el gasto en electricidad aumenta (disminuye) 3.8%.
- Entre las variables de aparatos eléctricos, la que presenta mayor elasticidad es el sistema de aire acondicionado, mientras que los aparatos de aire acondicionado resultaron muy inelásticos; sin embargo, en el análisis entre cuartiles, esa variable sólo resultó significativa para los cuartiles II y IV.
- Por otro lado, las variables televisión y refrigerador, resultaron con una elasticidad muy baja; lo cual puede ser explicado por el hecho de que prácticamente todos los hogares del AMM cuentan con estos dos aparatos eléctricos.

Gráfica 3.9.- Comparativo de elasticidades ingreso del gasto en electricidad por cuartiles de ingreso monetario



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el cuadro 3.9, el resultado de las elasticidades ingreso del gasto en electricidad es muy similar en ambos ejercicios, donde para hogares con mayores ingresos resulta más elástico que para hogares con menores ingresos; lo que era de esperarse, ya que un nivel de ingreso bajo implica otro tipo de necesidades, así como

poca posibilidad de modificaciones en el consumo de electricidad en el corto plazo (pese a los aumentos en el ingreso) por el nivel mínimo de equipamiento de estos hogares. Asimismo, hogares con mayores niveles de ingreso pueden acceder a tecnologías más eficientes en el consumo eléctrico.

CAPÍTULO IV.- CONSIDERACIONES FINALES EN MATERIA DE REGULACIÓN

En este capítulo se presenta una propuesta de subsidios explícitos para usuarios domésticos, focalizado en aquellos usuarios con menores niveles de ingreso; finalmente, se presentan algunas reflexiones en torno al papel de la regulación en el proceso de implementación de un esquema de tarifas eléctricas eficientes para uso doméstico.

4.1.- Impacto del Esquema Tarifario Eficiente en el Ingreso de los Hogares y la Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional

De acuerdo con los resultados obtenidos en el Capítulo III, una modificación al esquema tarifario vigente, con el propósito de enviar señales de eficiencia tendría dos impactos: uno sobre los usuarios, y otro sobre la empresa, la cual deberá ajustar sus costos a un nivel eficiente.

Respecto al impacto sobre los usuarios, es importante recordar que las tarifas son crecientes en bloques, mientras que los costos suelen ser decrecientes. Esto genera que el impacto en el precio medio para los usuarios de menores consumos sea mayor que para los usuarios de mayores consumos.

Una modificación tarifaria en estos términos, debería aplicarse en varias etapas; a fin de diferir el impacto en el tiempo, y dar oportunidad a los usuarios a que reaccionen a la nueva señal de precios.

El cuadro 4.1 muestra que para los usuarios de los cuartiles I, II y III, habría incrementos considerables, mientras que para los usuarios del cuartil IV, habría una reducción.

Cuadro 4.1.- Impacto por la modificación de la estructura tarifaria

Proporción del gasto en E.E. respecto del ingreso monetario	CUARTIL			
	I	II	III	IV
Ingreso Monetario (pesos-mes)	10.160	18.525	29.363	71.370
Factura Vigente (pesos-mes)	348,98	404,85	524,83	1.204,28
Gasto/Ingreso vigente	3,43%	2,19%	1,79%	1,69%
Factura Propuesta (pesos-mes)	425,92	503,07	600,68	1.086,64
Gasto/Ingreso propuesta	4,19%	2,72%	2,05%	1,52%
Impacto porcentual	22,05%	24,26%	14,45%	-9,77%
Cambio en la facturación (pesos-mes)	76,94	98,22	75,85	-117,64

Fuente: Elaboración propia.

En términos prácticos, una modificación que implique aumentos para los usuarios de menores ingresos y una reducción para los usuarios de mayores ingresos, no sería políticamente viable.

A partir de los resultados de las elasticidades ingreso del gasto en electricidad, si los usuarios del cuartil IV son más elásticos, una reducción de la factura en \$117.64, implica un “aparente aumento” en su ingreso en dicho monto, con lo que se esperaría que en momento dado, aumentarían su gasto en electricidad en \$1.39; mientras que los usuarios de menores ingresos reducirían su gasto (por la disminución del subsidio) en sólo \$0.53.

De acuerdo a lo anterior, la empresa estaría incrementando sus ingresos (marginalmente) si aplica un esquema donde reduzca el subsidio a usuarios con menor elasticidad ingreso del gasto, y aumentarlo en caso contrario.

Sin embargo, la electricidad es un servicio público, y como suministrador, la CFE debe buscar la universalidad de dicho servicio, ya que adicionalmente el uso de la electricidad es un indicador de bienestar para toda sociedad.

En ese sentido, suponiendo que la CFE ajustara sus costos, se podría establecer un esquema de tarifas mediante el cual se redistribuyeran los cargos de acceso entre los grupos de usuarios de manera tal que los cuartiles I, II y III reduzcan el impacto por el aumento.

Es importante señalar que el mecanismo no debe modificar la señal tarifaria; es decir, cualquier nuevo subsidio debe ser otorgado de manera directa a los usuarios.

4.1.1.- Mecanismos de Compensación: Subsidios Explícitos

Por definición, los subsidios son distorsiones que modifican los precios relativos en cualquier mercado; asimismo, siempre se ha discutido acerca de la manera más eficiente de financiarlos, ya que generan pérdidas sociales.

Sin embargo, en ciertos casos es socialmente aceptado el establecer subsidios a determinados grupos de individuos; y la tarea de los economistas es buscar los mecanismos menos ineficientes para asignarlos.

Como se mencionó en el Capítulo I, los subsidios que se otorgan implícitos en las tarifas eléctricas del sector doméstico, son altamente regresivos y al estar incluidos en la tarifa, no son percibidos por los usuarios.

Por otro lado, el hecho de que los subsidios se paguen a cuenta del aprovechamiento (rentabilidad) de la empresa, compromete la fortaleza financiera del suministrador y la calidad de la energía en el largo plazo; por lo que siempre es mejor que los subsidios sean explícitos, ya que de esa manera se transparenta su origen y se perciben en términos de lo que fueron creados; es decir, como un mecanismo para apoyar el consumo de los usuarios con mayores necesidades.

Si bien no se debe considerar a la política tarifaria del sector eléctrico como un mecanismo para la política social; se debe entender que la justificación de un subsidio al consumo de electricidad siempre será dada por las condiciones sociales de un determinado grupo de usuarios y con un carácter temporal, tal y como lo señala el artículo 28 de la CPEUM.

Una vez planteado lo anterior, el nuevo mecanismo de subsidios al sector doméstico deberá evitar que la distorsión llegue a la estructura tarifaria. Es así, que si se plantea

un subsidio al cargo de acceso para los usuarios de los cuartiles I, II y III (75% de todos los usuarios), el monto mensual que recibirían sería el siguiente:

Cuadro 4.2.- Nuevo Pliego Tarifario con Subsidios al 75% de los usuarios

Cuartil de Ingresos	Cargo por Energía	Cargo por Capacidad	Cargo de Acceso	Subsidio
	\$/kWh	\$/kWh	\$/usuario-mes	\$/usuario-mes
I	\$0,64	\$0,22	\$45,80	\$45,80
II		\$0,28	\$54,11	\$54,11
III		\$0,34	\$64,62	\$64,62
IV		\$0,60	\$116,96	-

Fuente: Elaboración propia.

El siguiente cuadro muestra el impacto de esta modificación, tanto en los usuarios como el costo que tendría su aplicación.

Cuadro 4.3.- Evaluación de la propuesta

CONCEPTO	CUARTIL			
	I	II	III	IV
Factura Vigente	348,98	404,85	524,83	1.204,28
Factura Propuesta	425,92	503,07	600,68	1.086,64
Subsidio=cargo de acceso	45,80	54,11	64,62	-
Factura con Subsidio	380,12	448,96	536,06	1.086,64
Impacto en facturación	8,92%	10,90%	2,14%	-9,77%
Usuarios por Cuartil (número)	6.153.638	6.153.638	6.153.638	6.153.638
Costo del subsidio (mill de pesos-año)	3.382	3.995	4.771	0
COSTO TOTAL DEL SUBSIDIO (mill de pesos-año)	12.149			

Fuente: Elaboración propia.

Con esta modificación, se reduce el impacto en la facturación para los usuarios de los primeros tres cuartiles de ingresos, y su costo anual sería de aproximadamente 12,149 millones de pesos (no se debe perder de vista que el ajuste al costo medio de la CFE implica una reducción en sus costos totales de más de 15 mil millones de pesos).

Por otro lado, un mecanismo para que los usuarios del cuartil I quedaran en su situación original, sería a través de un subsidio directo al consumo por parte del GF o bien de los gobiernos locales; para compensar a estos usuarios en su facturación por un monto (adicional al cargo de acceso), de \$31.14/usuario-mes. El costo de este subsidio sería de aproximadamente \$2,300 millones de pesos al año.

Actualmente el Programa Oportunidades ofrece un componente para el pago de energía (\$55.00/mes), de manera que los hogares más pobres del país reciben un apoyo explícito, el problema es que la transferencia se les hace en efectivo sin la garantía de que el dinero se destine al pago de la factura de electricidad; como se observó en los resultados del análisis de correlación entre el ingreso y el gasto de los hogares, los hogares más pobres son más inelásticos en su gasto respecto al ingreso, y finalmente, el apoyo de Oportunidades Energético puede ser considerado como una transferencia al ingreso [SEDESOL, 2010]. El costo anual de este apoyo asciende a más de \$3,300 millones de pesos; es decir, 43% más que el subsidio estimado para el primer cuartil.

En este escenario podemos suponer que el 25% de los hogares de menores ingresos se encuentran inscritos al Programa Oportunidades.

Respecto al subsidio anual de \$12,149 millones de pesos, es importante que sea financiado a través del Presupuesto de Egresos de la Federación, y que no sea asumido por la CFE; sobre todo considerando que el esquema plantea una reducción agresiva en los costos de la empresa. Lo anterior implica que el subsidio sea financiado a través de la carga impositiva para los contribuyentes, con lo que probablemente se estaría generando un efecto por el que Coase criticaba la propuesta de Hotelling-Lerner (señalada en el Capítulo II).

Sin embargo, dado que se espera que los usuarios reaccionen a la nueva señal tarifaria con un consumo eficiente, y la empresa a su vez reduzca sus costos por un lado, y planifique el sistema eléctrico en función de los costos marginales de largo plazo; por el otro, se esperaría que esta distorsión fuera temporal, y eventualmente, al menos los usuarios de los cuartiles II y III, dejarían de recibir el subsidio al cargo de acceso, y sólo quedaría el subsidio para los usuarios con ingresos más bajos, como una medida de apoyo al consumo de estos hogares.

Se debe señalar que el cargo de acceso es un monto fijo que no distorsiona la estructura tarifaria, ya que la energía se cobraría de acuerdo al costo marginal de largo plazo.

Las ventajas de este esquema respecto al vigente, son, entre otras, que se reduce considerablemente la regresividad en los subsidios; ya que por un lado, el aumento en la eficiencia de la empresa reduce el monto de subsidio actual (el cual se mide como la diferencia entre costo medio contable y precio medio); y por el otro lado, el 25% de los usuarios de mayores ingresos no estarían recibiendo subsidios mientras que el 25% de los usuarios de menores ingresos no sufrirían una modificación en su facturación.

Por otro lado, al ser subsidios explícitos, se estaría enviando una clara señal para los usuarios y estarían focalizados a la población objetivo, evitando que usuarios que no necesitan el subsidio lo reciban; esto a su vez, induce eficiencia en el consumo de electricidad.

En cuanto a las desventajas, se tiene el problema de los costos de operación de este mecanismo, ya que se requiere información de los ingresos de cada usuario, con el fin de clasificarlos y focalizar el estímulo.

En la experiencia internacional se observan casos como el de Chile, donde se otorgan subsidios explícitos al consumo de electricidad únicamente a los hogares más pobres, pero como parte de una política social completa, que incluye otro tipo de apoyos para estos hogares, lo que reduce considerablemente los costos de operación.

Otros países han optado por el mecanismo más sencillo para la distribución de subsidios, que es a través del consumo, es decir, se subsidia en mayor medida a los usuarios de menores consumos, ya que se asume como cierta, la hipótesis de que un bajo consumo está ligado a bajos niveles de ingreso; el problema de este mecanismo, es que se puede caer en graves errores de inclusión (hogares ricos con bajos consumos), o aún más grave, en errores de exclusión (hogares pobres con altos consumos).

Por otra parte, se debe destacar que la situación actual del sector eléctrico en México, requiere de acciones inmediatas; la estructura vigente genera una señal equivocada sobre el uso de la electricidad, y está generando un serio problema en las finanzas de

la CFE, poniendo en riesgo la calidad de la energía en el largo plazo; por lo que resulta importante proponer medidas que ayuden a revertir la tendencia actual (cada vez más marcada), en materia de subsidios al sector doméstico.

Finalmente, cualquier propuesta de modificación a la estructura tarifaria actual, debe considerar, al menos, lo siguiente:

1. Una estructura tarifaria que envíe señales económicas de eficiencia en el largo plazo (basada en costos marginales) que induzca señales de consumo eficiente de la energía eléctrica.
2. Un programa agresivo de reducción de costos (o más bien, ineficiencias) para la empresa suministradora (CFE).
3. Un nuevo mecanismo de subsidios explícitos, menos regresivos y distorsionantes, transparentes en su financiamiento y focalizados a la población que realmente los necesita.
4. Un ente regulador con la capacidad institucional y fortaleza necesarias para llevar a cabo los 3 puntos anteriores.

4.2.- Reforma y Regulación del Sector Eléctrico en México

A continuación se presentan algunas consideraciones que pudieran colaborar en la concepción de un sistema eléctrico regulado en México.

La CFE es un organismo público descentralizado, y su regulación es compleja y a la vez laxa, ya que la CFE por sí sola, tiene un impacto significativo sobre las finanzas públicas (cerca de 13% del total de los ingresos no tributarios del gobierno federal), lo que le da cierta capacidad (poder político) para evitar una regulación estricta; convirtiéndose en una empresa pública prácticamente autoregulada.

Si bien existe una “Comisión” encargada de regular el sector eléctrico (CRE), se trata de un organismo dependiente de la SENER, lo que le resta autonomía y capacidad de gestión; ya que, aun y cuando la política tarifaria del sector eléctrico es atribución de la SHCP, la CRE tiene facultades para revisar que el proceso de suministro se efectúe

con el menor costo, considerando criterios de eficiencia y calidad. Sin embargo, actualmente la CRE no tiene capacidad técnica ni institucional para actuar como un verdadero contrapeso para la CFE.

Así las propuestas para modificar y realizar ajustes en la política tarifaria del sector eléctrico recaen totalmente en el terreno de la SHCP. Ella tiene una mayor capacidad institucional para regular las actividades del sector eléctrico, principalmente vía el gasto.

Sin embargo, la SHCP, a través de la Subsecretaría de Ingresos (SSI), tiene también como objetivo maximizar los ingresos del GF, por lo que su papel no es el de regulador del sector eléctrico.

Una reforma al sector, requiere modificaciones jurídicas importantes, así como el establecer objetivos claros de largo plazo sobre lo que se espera de la política energética en el país.

La experiencia internacional arroja evidencia que bien puede ser aprovechada sobre los beneficios de sistemas eléctricos abiertos, públicos, privados, regulados, desregulados, integrados, etc.

Partiendo del principio de que la industria eléctrica se divide principalmente en 3 procesos: generación, transmisión y distribución, y que además requiere de servicios conexos como medición, facturación, cobranza, etc. Los procesos de transmisión y distribución son considerados como monopolios naturales, ya que los costos hundidos (en las redes) son tales, que la construcción de redes alternas implicaría un alto costo para la sociedad.

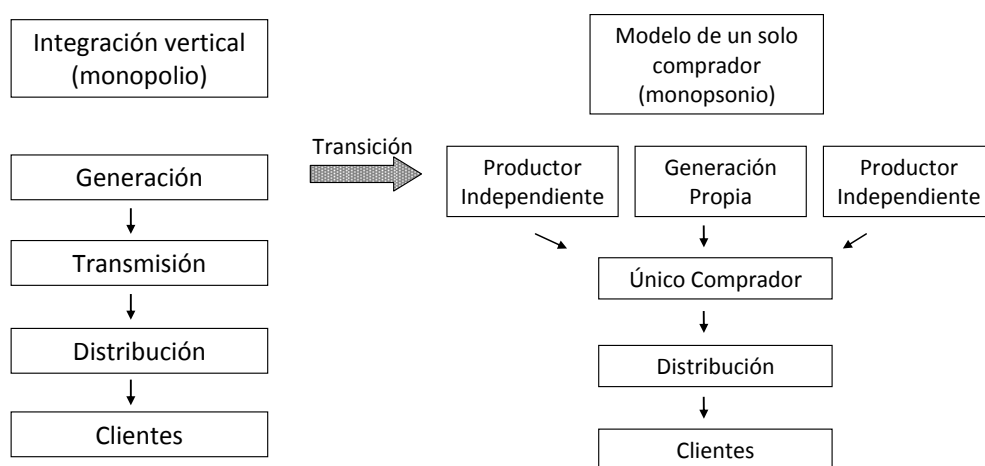
Sin embargo, en el proceso de generación de energía eléctrica, bajo ciertas condiciones y dado el avance tecnológico, es posible establecer un esquema de competencia.

Actualmente en México existe la figura de productores independientes (IPP's), los cuales participan en el proceso de generación de electricidad; sin embargo, no existe

una certeza jurídica que permita el desarrollo pleno de actividades competitivas en este sector: su implementación obedeció a una necesidad de financiar la ampliación de la capacidad de generación en un momento de crisis energética del país.

El cuadro (4.5) muestra la transición de un modelo verticalmente integrado (monopolio) como es el de la CFE, al de un solo comprador en el nivel de transmisión (monopsonio). El segundo modelo ha sido implementado en diversos países como un paso previo a esquemas más abiertos a la competencia.

Cuadro 4.4.- Modelos de la estructura para la industria eléctrica



Fuente: Hunt, Sally. *Making Competition Work in Electricity*. John Wiley & Sons, Inc., New York, 2002. pp. 42-43.

Estos esquemas requieren de contratos de largo plazo y en esto radica el mayor problema del modelo de un solo comprador; ya que, si bien el avance tecnológico ha logrado reducir costos de inversión, estos siguen siendo significativos; por lo que los IPP's, deben contar con la certidumbre necesaria.

Es importante destacar que en estos procesos, el papel de la regulación ha sido clave en el desarrollo exitoso de la transición; por lo que fortalecer una estrategia o modelo de estructura de un solo comprador, debe de ir acompañada de una mejora en la regulación del sector, a fin de evitar que CFE (o la empresa encargada de la transmisión y distribución) establezca barreras que limiten la reducción de costos; es así que la CRE tendría que tener mayores facultades y capacidad de regulación de la

operación de compra-venta de energía eléctrica entre los agentes involucrados en la industria.

De no tenerse en cuenta lo anterior, sería poco probable una reducción en los costos de suministro y por ende en las tarifas a los distintos usuarios, con el consecuente impacto en la economía.

Algunas variantes de los modelos del sector eléctrico [Hunt, 2002], son:

- Un solo comprador en transmisión, con diversas empresas distribuidoras (este esquema aplica en países de América Latina y en algunos Estados de EUA).
- La existencia de un mercado mayorista en transmisión con grandes consumidores y distribuidores en la siguiente etapa (este esquema requiere de un mercado eléctrico maduro).
- Esquemas de competencia en todos los procesos, vinculando directamente a los consumidores con los generadores de energía, en donde las distribuidoras y transmisoras se disputen el mercado (en este esquema el regulador debe evitar prácticas monopólicas, aplicación de subsidios cruzados, y otras barreras a la entrada).

Por otro lado, actualmente se observa que existe competencia en diversos mercados eléctricos en el proceso de generación. Sin embargo, la electricidad debe transportarse a través de las redes de transmisión, donde existen evidentemente economías de escala; esto ha representado una restricción tanto para los reguladores como para las empresas generadoras, distribuidoras y consumidores.

Para minimizar los costos de las redes, y a la vez ampliar la cobertura y mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, es necesaria una planeación centralizada de la extensión de redes eléctricas. En México, como en muchos países, los principales cuellos de botella del sector, se encuentran en esta etapa.

En países como EUA, donde se tiene un mercado eléctrico competitivo, la regulación de las redes de transmisión se ha transferido a los entes Estatales, los cuales actúan en función de los intereses de su propio Estado, limitando el desarrollo de las redes a

nivel nacional, y a su vez creando mercados locales poco competitivos; es decir, se ha encontrado evidencia de conflictos objeto de análisis de la Teoría de Juegos [Brown, 2010].

El Equilibrio de Nash postula que en un esquema de competencia con reglas claras, no habrá mejora para los jugadores si actúan por su cuenta, pero si cooperan, se puede lograr una mejora general. El problema es que los jugadores normalmente actúan en función de sus propios intereses; lo cual está sucediendo en EUA en las redes de transmisión.

La reforma del sector eléctrico en México, debe considerar la posibilidad de nuevos conflictos a partir de la competencia; sobre todo en los procesos donde es evidente la existencia de monopolios naturales; pese a lo anterior, esquemas de competencia regulados correctamente pueden generar ganancias en eficiencia y en costos para la sociedad.

Finalmente, en este trabajo se ofrece una alternativa, combinando diversas metodologías, para determinar una estructura eficiente de tarifas eléctricas para el sector doméstico, con un esquema de subsidios explícitos y focalizados; llevar a la práctica este tipo de soluciones es muy factible, siempre y cuando la política energética del país considere una regulación fuerte y eficiente en todos los sentidos.

ANEXO.- Descripción de la Base de Datos de la ENIGH 2004

La fuente de la base de datos (BDD) es la Encuesta Nacional de Ingreso-Gasto de los Hogares 2004 [ENIGH 04]; dado que el análisis se centra en el área metropolitana de Monterrey (AMM), y para ese año, la ENIGH consideró una muestra mayor que para otras encuestas.

Se realizaron adecuaciones a la base de datos; con el fin de no introducir elementos que pudieran distorsionar el resultado de las estimaciones:

- La BDD sólo considera a los hogares que reciben energía del servicio público y que hayan registrado algún gasto, no se consideraron los hogares con gasto \$0 en energía eléctrica.
- Se segmentó la BDD del Estado de Nuevo León y se identificaron los 9 municipios de la AMM:

Cuadro A.1.- Muestra ENIGH 2004 del AMM

Clave	Municipio	N
19006	Apodaca	160
19018	García	15
19019	San Pedro	75
19021	Escobedo	132
19026	Guadalupe	400
19031	Juárez	78
19039	Monterrey	549
19046	San Nicolás	188
19048	Santa Catarina	130
TOTAL		1,727

Fuente: Elaboración propia.

- El número total de la muestra (N) se redujo porque se eliminaron algunas observaciones; más adelante se explican las razones.

Una vez agrupada la muestra, se procedió a determinar el valor de “q” (kWh/mes) considerando el gasto realizado en energía eléctrica; para ello se tomó en cuenta lo siguiente:

- El dato de la ENIGH es el gasto trimestral;

- El cuestionario hace referencia al pago en el último mes de su factura;
- En todos los municipios del AMM el cobro de la factura es bimestral, excepto en San Pedro que es mensual;
- El dato de gasto se dividió entre 3 y después entre 2 (excepto el de San Pedro que sólo se dividió entre 3);
- El dato resultante (gasto mensual) se dividió entre 1.15 para restarle el Impuesto al Valor Agregado;
- Posteriormente, se determinó la fecha de la encuesta y se consideraron los 3 meses posibles de facturación y se sacó un promedio (simple) de los cargos tarifarios para cada bloque y escalón aplicables en ese momento; y
- Mediante las siguientes fórmulas, se determinó el valor de q:

$$\text{Si } 0 \leq q \leq 25$$

$$q = 25$$

$$\text{Si } 26 \leq q \leq 150$$

$$q = \frac{\text{gasto}}{p_1^1}$$

$$\text{Si } 151 \leq q \leq 300$$

$$q = 150 + \left(\frac{\text{gasto} - (150 \times p_1^1)}{p_2^1} \right)$$

$$\text{Si } 301 \leq q \leq 450$$

$$q = 150 + \left(\frac{\text{gasto} - (150 \times p_1^2)}{p_2^2} \right)$$

$$\text{Si } 451 \leq q \leq 850$$

$$q = 450 + \left(\frac{\text{gasto} - ((150 \times p_1^2) + (300 \times p_2^2))}{p_3^2} \right)$$

$$\text{Si } 851 \leq q \dots (DAC)$$

$$q = 500 + \left(\frac{\text{gasto} - (p_1^3 + (500 \times p_2^3))}{p_3^3} \right)$$

En donde:

$$p_1^1 = 0.48; \quad p_2^1 = 0.56; \quad p_1^2 = 0.48; \quad p_2^2 = 0.71; \quad p_3^2 = 1.90; \quad p_1^3 = 46.36; \quad p_2^3 = 1.83 \text{ y } p_3^3 = 2.35$$

Cabe mencionar que estos últimos son precisamente los precios marginales; una vez determinada “q”, se creó una columna con los precios marginales para cada usuario y otra con los precios medios (Gasto/q).

Posteriormente, de acuerdo con (2.29) se determinó la capacidad de demanda de cada hogar. Esta columna representa la capacidad total de demanda de cada hogar en un momento determinado; es decir, si en dicho hogar se tiene una capacidad de 100 kW, y en un momento se encienden todos los aparatos por una hora, el consumo del hogar será de 100 kWh.

Luego se procedió a analizar la base de datos, eliminando las siguientes observaciones:

- 5 usuarios con un gasto neto en energía eléctrica mensual mayor a \$15,000.
- 115 usuarios que por las características de su gasto y consumo se encuentran en el límite para pasar a la tarifa de alto consumo (para ingresar a esta tarifa se requiere rebasar el límite en un promedio móvil de 12 de meses; de manera que habrá usuarios con un nivel de consumo por encima del límite (800 kWh/mes) pero que aun reciban subsidio, por lo que presentan un gasto menor.
- 63 usuarios que no se pudieron asignar a ninguno de los bloques.
- 2 usuarios con ingreso monetario de \$0.
- 1 usuario con ingreso extremadamente alto y consumo muy bajo (outlier)
- 21 usuarios con capacidad de demanda igual a 0 kW.

Quedando una muestra final de 1,520 observaciones, la cual se dividió en cuartiles (25%) por nivel de ingreso monetario, de 380 observaciones para cada cuartil.

BIBLIOGRAFÍA

Baumol W. & Bradford D. *Optimal Departures from Marginal Cost Pricing*. The American Economic Review, Vol. 60, No. 3 (Jun., 1970), pp. 265-283.

Berndt, E.R. (1990), *The Practice of Econometrics: Classic and Contemporary*. Addison Wesley, Chapter 8.

Brown, Richard, (Feb. 1, 2010), *A Beautiful Grid?*. Artículo publicado por Quanta Technology.

Coase, Ronald H. *The Marginal Cost Controversy*. Economica, New Series, Vol. 13 No. 51 (Aug., 1946) pp. 169-182.

Comisión Reguladora de Energía, *Realización de un estudio para evaluar el estado y proporcionar elementos de prospectiva en el diseño de tarifas de energía eléctrica en el Sector Eléctrico Mexicano*. Elaborado por Peace Global Energy Services, una empresa de Virginia Limited Liability, en 2004.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Damonte, Mario C. *Diseño Tarifario – Un Nuevo Paradigma*. Presentación en el 9º Seminario Internacional de Regulación de Servicios Públicos: Cálculo de Tarifas. Cartagena, Colombia, 14 al 18 de Septiembre de 2009.

Deaton, Angus and Muellbauer, John. *Economics and consumer behavior*. Cambridge University Press 1980, reimpresión 1999; pp. 5 – 12

Diario Oficial de la Federación.- Acuerdos Tarifarios 2002-2009.

Feldstein, Martin S. *Distributional Equity and the Optimal Estructure of Public Prices*. The American Economic Review, Vol. 62, No. 1/2 (Mar. 1, 1972) pp. 32-36.

Feldstein, Martin S. *Equity and Efficiency in Public Sector Pricing: The Optimal Two –Part Tariff*. The Quarterly Journal of Economics, Vol. 86, No. 2 (May., 1972) pp. 175-187.

Gujarati, Damodar N., *Econometría*. Editorial McGraw-Hill, 2004. Cuarta Edición. México, D.F.

Hausman, Jerry A. *The econometrics of nonlinear budget sets*. Econometrica, Vol. 53, No. 6 (Nov., 1985) 1255-1282

Hotelling, Harold, *The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates*. Econometrica, Vol. 6, No. 3, (Jul., 1938), pp. 242-269.

<http://www.banxico.org.mx>

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

<http://www.conae.gob.mx/wb>

<http://www.eia.doe.gov>

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

<http://www.fide.org.mx>

<http://www.inegi.org.mx>

- Encuesta Nacional de Ingreso Gasto de los Hogares, 2004.
- Banco de Información Económica.
- Censo Nacional de Población 2005.

<http://sie.energia.gob.mx>

<http://www.sedesol.org.mx>

Hunt, Sally. *Making Competition Work in Electricity*. John Wiley & Sons, Inc., New York, 2002.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Luz y Fuerza del Centro, *Pliego Tarifario 2006*.

Maddock, Rodney; Castano, Elkin and Vella Frank *Estimating electricity demand: The cost of linearising the budget constraint*. The review of economics and statistics, Vol. 74, No. 2 (May, 1992), 350-354

Oi, Walter Y. *A Disneyland Dilemma: Two-Part Tariffs for a Mickey Mouse Monopoly*. The Quarterly of Journal Economics, Vol. 85, No. 1 (Feb., 1971), pp. 77-96.

Ramsey, F. P. *A Contribution to the Theory of Taxation*. The Economic Journal, Vol. 37, No. 145 (Mar., 1927) pp. 47-61.

Rosen, Harvey S. *Taxes in a labor supply model with joint wage-hours determination*. Econometrica, Vol. 44, No. 3 (May., 1976) pp. 458-507

Silberberg, Eugene *The Structure of Economics, A mathematical analysis*. Third Edition; McGraw-Hill Ed, 2000, Cap 10 252-313.

Varian, Hal R. *Microeconomía Intermedia. Un enfoque actual*. 5ª edición, Antonio Bosh editor, Barcelona 1999; p. 1

Wilson, Robert *Short Course of Nonlinear Pricing*, notes from the book published by Oxford University Press in 1993.