

TECSISTECATL



Número Internacional Normalizado de
Publicaciones Seriadas ISSN: 1886-8452

NUMERO DOS
Julio 2007

<http://www.eumed.net/rev/tecsistecat1/index.htm>

Un Análisis Econométrico de las Economías de Escala y el Cambio Estructural en el Sector Eléctrico Mexicano

Alejandro Díaz-Bautista y Agustín Romero Patiño¹

Sumario

Durante la segunda mitad del siglo veinte, la organización industrial del sector eléctrico se ha basado en un monopolio integrado y regulado con poca cabida para las fuerzas del mercado. Este tipo de organización tiene sus bases teóricas en el carácter de monopolio natural del sector, lo cual significaba que la generación de energía eléctrica era menos costosa cuando se llevaba a cabo por medio de una firma integrada que cuando lo hacían varias firmas. El presente estudio se enfoca en un análisis empírico del grado de las economías de escala que se presentan en el sector eléctrico en México.

¹ Díaz-Bautista es Doctor en Economía por la Universidad de California, Irvine. Profesor-Investigador de Economía en el Departamento de Estudios Económicos. Ha sido Coordinador de la Maestría en Economía Aplicada (MEA) del COLEF. Es Miembro del Sistema Nacional de Investigadores.

Temas principales de líneas de investigación: Economía de la energía, economía regional, organización industrial y crecimiento económico.

Dirección en México: Blvd. Abelardo L. Rodríguez 2925, Zona del Río, BC, 22320, México.

Dirección en Estados Unidos: P.O. Box "L", Chula Vista, CA, 91912-1257, USA. Email:

adiabau@yahoo.com adiabau@hotmail.com <http://www.geocities.com/adiabau/>

Romero Patiño es maestro en Economía Aplicada por el COLEF, trabajo en la Secretaría de Economía y actualmente labora en la Fundación Miguel Estrada Iturbide (FMEI).

1.- Introducción

La estructura de los sistemas eléctricos están conformados por las siguientes fases. La fase de la generación, que consiste en la producción de electricidad a partir de energéticos primarios como el gas natural, el combustible, materiales para fusión nuclear, el carbón y el potencial hidráulico. La transmisión, es el medio que se utiliza para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los centros de demanda. La generación y transmisión son segmentos intensivos en capital, es decir, requieren de fuertes inversiones. La distribución, que consiste en llevar la energía eléctrica a los usuarios finales y comercializarla en redes cada vez más dispersas, hasta llegar a las tomas residenciales o de comercios e industrias. Este segmento es el más intensivo en mano de obra. El despacho económico, cuya función es determinar las distintas plantas de generación que aportan la energía al sistema interconectado, de manera que, la demanda se satisfaga en cada momento al menor costo posible. La estabilidad del sistema y la minimización de costos requieren de la coordinación de actividades entre los distintos productores y entre éstos y las operaciones de transmisión. Estas actividades de coordinación, a las que se conoce como despacho económico, las realiza un centro de control.

Cuando la industria eléctrica es naciente, sus diferentes fases pueden ser ejecutadas por empresas verticalmente integradas de propiedad privada o estatal, debido a que, los segmentos de generación y transmisión utilizan técnicas intensivas en capital, requiriendo de fuertes inversiones con periodos de maduración de largo plazo. Esta característica propia de los monopolios naturales son la justificación más importante para que una sola empresa concentre todas las etapas del ciclo eléctrico. El modelo que tradicionalmente se aplica en el sistema eléctrico es el monopolio verticalmente integrado, a través del cual, una sola empresa pública o privada goza de la exclusividad en la generación, transmisión y distribución.

Un monopolio natural es una estructura de mercado en la cual existe un único vendedor de un determinado bien a nivel regional. Las economías de escala se presentan cuando la ampliación de la escala de producción permite que la producción crezca más rápidamente que los insumos. Es decir si se incrementan proporcionalmente todos los insumos, la producción se incrementa más que proporcionalmente; lo que generaría costos medios y marginales decrecientes en la industria. La idea es que existen ciertas industrias que operan con costos fijos muy elevados y costos variables muy bajos, lo que hace que el costo unitario sea decreciente. En consecuencia es más eficiente que una sola empresa abastezca a este mercado en lugar de dos o más empresas al mismo tiempo. A la mayoría de los llamados servicios públicos en el siglo XX se les otorgó exclusividad por parte del gobierno porque se tiene la idea de que son monopolios naturales. La teoría del monopolio natural nos dice que un solo productor eventualmente será capaz de producir a un costo más bajo que cualquier otro par de productores, por lo tanto

se justifica la existencia de un monopolio. Para el caso del sector eléctrico mexicano, este ha tenido una estructura de mercado monopólico desde los años setentas.

En el monopolio no existe curva de oferta en el sentido de que desaparece la relación entre cantidad y precio (dos o más precios para un mismo volumen de producción). A largo plazo el monopolista no necesariamente alcanza la escala óptima, ni utiliza la planta de que dispone en su óptimo; pero lo lógico es que con entrada bloqueada puede obtener beneficios extraordinarios también a largo plazo. El monopolista con dos plantas establece los volúmenes producidos a través de la condición ingreso marginal igual a costo marginal en cada una de las plantas.

En la literatura de la Organización Industrial se dice que existe monopolio natural cuando los costos de producción son tales que para los demandantes del mercado es más barato obtener la producción de una empresa que de varias. En esta situación es óptimo desde el punto de vista de costos, que exista una sola empresa. Los monopolios naturales nacen en industrias con altos costos de capital relativo a los costos variables y al tamaño del mercado, generando grandes barreras de entrada. Lo anterior, dicho de otra manera, una firma es un monopolio natural cuando los costos de capital son tan altos que deja de ser viable económicamente para una segunda firma ingresar al mercado y competir. Tirole (1989) argumenta que un monopolio natural aparece cuando una empresa presenta economías de escala en la industria y el costo medio de producción tiende a disminuir. Se dice que en la producción de un bien existe monopolio natural cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola firma es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión, a un costo menor o igual al que tendrían a dos o más firmas.

Para el caso del sector eléctrico se considera que la transmisión y la distribución son monopolios naturales dada la naturaleza de su infraestructura y tecnología. Históricamente se ha considerado la transmisión eléctrica como un monopolio natural. Las razones que se han presentado van del lado de las economías de escala que se presentarían en el sector. En efecto, los datos empíricos en los sesentas y setentas mostraron una disminución en los costos marginales a medida que la capacidad aumenta. Esto quiere decir que el costo de transmitir un KW extra por una línea disminuye al aumentar la tensión, y por tanto su capacidad.²

² Sin embargo, el Profesor Harold Demsetz de la Universidad de California menciona que no existe absolutamente ninguna evidencia de que al iniciar la regulación de los servicios públicos existiese tal cosa como un monopolio natural. Demsetz ha señalado que seis empresas eléctricas fueron organizadas en el año de 1887 en la ciudad de Nueva York. Cuarenta y cinco empresas de electricidad tenían permiso de operar en Chicago en 1907. Mientras que la última parte del siglo diecinueve la competencia en la industria del gas era la situación normal en los Estados Unidos. Demsetz concluye que se tienen dudas de que las economías de

Las economías de escala se basan en el principio de que la ampliación de la escala de producción permite que la producción crezca más rápidamente que los insumos. Es decir si se incrementan proporcionalmente todos los insumos, la producción se incrementa más que proporcionalmente; lo que generaría costos medios y marginales decrecientes en una industria determinada. La idea fondo es que existen ciertas industrias, como en la electricidad, que opera con costos fijos muy altos y costos variables muy bajos, lo que hace que el costo unitario sea decreciente. En consecuencia es más eficiente que una sola empresa abastezca a este mercado en lugar de dos o más al mismo tiempo. Los economistas se basan de igual manera en el enfoque de la subaditividad de costos. Se dice que una función de costos es estrictamente subaditiva si el costo de producir el vector de producto en una sola empresa es menor que el costo de producir el mismo vector en una o más firmas con la misma tecnología. Es decir la función de costos es subaditiva si satisface la siguiente condición:

$$C(y_1 + y_2 + \dots + y_k) < C(y_1) + C(y_2) + \dots + C(y_k)$$

Donde C son los costos de la empresa. Una industria es un monopolio natural si la función de costos es estrictamente subaditiva en el rango de cantidades relevantes. De esta forma el concepto central en la definición de un monopolio natural es el de subaditividad de costos. La teoría de la producción es útil para estudiar las características propias de la actividad eléctrica pues permite estudiar adecuadamente las características del suministro eléctrico. Las economías de integración vertical y horizontal pueden ser tratadas desde esta perspectiva. Baumol, Panzar y Willig (1982) han elaborado esta perspectiva con la teoría de la multiproducción. El grado de economía de escala relaciona las propiedades de la tecnología con la función de costos. El concepto de economías de escala en multiproducción se relaciona con la variación de todos y cada uno de los productos proporcionalmente.

Para producir o generar electricidad se emplean diferentes tecnologías. Las principales fuentes de generación provienen de los combustibles fósiles como son el carbón, el gas natural y los derivados del petróleo, de la energía nuclear y de las energías renovables. La fase de transmisión abarca el sistema de transporte en alta tensión y la coordinación de la capacidad de generación existente. La distribución tiene como función transportar la energía eléctrica hasta los consumidores, generalmente numerosos y dispersos.

El modelo organizativo tradicional supone la extensión de la condición monopolio natural de unas fases a otras como consecuencia de la existencia de fuertes economías de integración vertical en el sector. Un número creciente de estudios en la literatura económica proponen la desintegración vertical del sector y la

escala caracterizaban las industrias de servicios básicos como la eléctrica al momento en que la regulación empezó a reemplazar a la competencia de mercado.

introducción de competencia en aquellas actividades de la industria donde sea factible. Estos hechos se inscriben en un contexto de crítica del modelo tradicional de regulación de los monopolios naturales que se viene desarrollando desde los años ochenta en los países industrializados y en algunos países del tercer mundo. El énfasis se ha trasladado al interés por la eficiencia interna de las empresas reguladas, y a la denuncia de los fallos de la regulación.

Por varias décadas, el sistema eléctrico del país estuvo regulado por el Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), debido a que, constituía un monopolio natural que en la práctica imposibilitaba que dicha industria se desarrollara adecuadamente en condiciones competitivas lo que implicaba que la generación tuviera costos superiores a los estándares internacionales. Sin embargo, los cambios en la tecnología y en la densidad del mercado eléctrico ocasionaron que esta industria perdiera en gran medida su característica de monopolio natural. En 1992 se hicieron reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para abrir la participación de la inversión privada nacional y extranjera en el segmento de generación a través de los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente. Por su parte, la transmisión y distribución continuaron en manos del Estado.

Como ya quedo en evidencia en el estudio de Díaz-Bautista (2005), la transmisión eléctrica presenta economías de escala. Se puede observar que es económicamente más eficiente contar con una sola línea operando que dos o más de menor capacidad, de esta forma, es más eficiente, a nivel de costos, que exista solo una empresa encargada de construir y operar una línea, que dos o más empresas en competencia. De esta forma se configura la descripción de monopolio natural. De igual manera, el estudio de Díaz-Bautista (2005) muestra que la generación eléctrica no presenta el mismo grado de economías de escala.

Las siguientes secciones se enfocan en el análisis empírico del grado de las economías de escala que se presentan en el sector eléctrico en México a nivel total.

2.- Modelo Empírico para el Sector Eléctrico

Para medir las economías de escala en el sector de generación eléctrica, se utilizará un modelo econométrico de corte transversal que nos ayude a estimar la función de costos y el coeficiente de escala. Para poder definir la función de costo primero tenemos que definir que tipo de costos utilizaremos en la estimación y la descripción de las tecnologías, dado que cada tipo de planta tiene características propias, no es posible establecer un costo único para aplicarlo indiscriminadamente a cada tecnología. Las centrales termoeléctricas convencionales pueden utilizar como fuente energética primaria combustóleo o gas natural. El funcionamiento de este tipo de planta parte de un generador de vapor que transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor ya

sobrecalentado, se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en mecánica, que se transmite al generador para producir energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogás se logra aprovechando directamente, los alabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión comprimidos así como a altas temperaturas. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica. Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel y, en los modelos avanzados, se puede quemar combustóleo o petróleo crudo. En una maquina preparada para ello, el cambio de combustible se puede realizar en forma automática en cualquier momento; este cambio tiene efectos sobre la potencia y la eficiencia.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogás, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. Esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas térmicas convencionales. El arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. Sin embargo, la relación de las potencias es relativamente invariante en proporción de dos tercios de gas y un tercio de vapor. Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de erigirlas en dos etapas. La primera, turbogás, puede ser terminada en plazo breve e iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado. Las unidades turbogás que operen en ciclo abierto, al integrarse al ciclo combinado sufre una reducción de potencia. También es posible operar en ciclo abierto una unidad integrada en un ciclo combinado si así se desea. En estas unidades el cambio de combustible también supone reducciones en la potencia y eficiencia.

La tecnología diesel sigue el principio de los motores de combustión interna: aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador. Actualmente, este tipo de motores consumen una mezcla de combustóleo y diesel. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos, y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible puro o mezclado con diesel.

Una característica importante de las centrales hidroeléctricas es que no permiten estandarización; la heterogeneidad de los proyectos da lugar a que exista una gran variedad de diseños, métodos constructivos y tamaños. Como consecuencia de lo anterior, la determinación de un costo unitario de referencia para centrales hidroeléctricas es inoperante, por ello, se presentan costos de proyectos específicos. En general, el principio de un aprovechamiento hidroeléctrico es

convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica con un mínimo de pérdidas. Para lograrlo, se conduce el agua hasta las turbinas procurando obtener una resistencia hidráulica mínima. En la turbina de energía cinética se transfiere al generador, donde se transforma en energía eléctrica, aquí, el costo del agua como combustible se mide por el uso del agua turbinada.

Por otra parte, se distinguen tres elementos del costo unitario de inversión: directo, directo más indirecto y actualizado al inicio de la operación. El costo directo se obtiene de dividir en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, incorporados a la central y mide el costo de inversión en el año. Este concepto es el que se utiliza en la formulación del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), en la elaboración de los presupuestos anuales de inversión por proyecto y para las actividades de seguimiento de avance de presupuestos en las obras.

Al añadir el costo directo los costos originados por estudios previos, administración de proyectos, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra, que se realizan en las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE, se obtiene el costo directo más indirecto. El costo actualizado al inicio de la operación es el resultado de asignar mediante una tasa de descuento un valor al tiempo; es decir, se toman en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones. Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra.

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos se debe considerar el flujo monetario que implica cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que se le retira. Durante el periodo de operación uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

Para comparar adecuadamente las tecnologías de generación, se deben incluir las expectativas de evolución de los precios de los combustibles, distinguiéndose los cambios estructurales de los coyunturales. El precio del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un KWh neto generado.

El precio de referencia utilizado en el estudio para el combustóleo corresponde al precio de venta promedio, para centrales eléctricas, en Estados Unidos. Mientras que el precio de referencia del gas se obtiene a partir del precio de venta promedio para centrales eléctricas en Estados Unidos. El precio del diesel que se utiliza en el análisis corresponde al precio de venta promedio para industriales en Estados Unidos (Electric Power Research Institute, 1989). El costo del vapor geotérmico considera un cargo inicial que comprende las instalaciones en el campo, exploración y perforación de pozos productores e inyectores necesarios para iniciar la operación comercial. Además, durante la vida de la central, se generan

costos debidos tanto a los reemplazos de pozos e instalaciones superficiales, como a la operación y mantenimiento del campo geotérmico.

Para las centrales hidroeléctricas el costo de combustible considera la cuota por derechos del agua turbinada que establece la Ley Federal de Derechos. Esta cuota depende de la disponibilidad en donde se localiza la central.

El costo de operación y mantenimiento de KWh neto generado considera dos componentes. Se tiene un componente fijo y otro variable. Son costos fijos aquellos que se presentan independientemente de la operación de la planta y por tanto no están directamente relacionados con la energía generada; en este renglón se incluyen primordialmente costos relativos al pago de la mano de obra como lo son los salarios, prestaciones y seguro social. Son costos variables aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón se consideran los materiales, servicios de terceros y gastos generales.

El modelo econométrico que se utiliza para la medición de las economías de escala en el sector eléctrico se basa en un modelo seminal elaborado por Nerlove (1963) para el sector eléctrico de los Estados Unidos. Christensen y Greene (1976) nos muestran una de las maneras de analizar las economías a escala en la producción eléctrica. Sin embargo, en lugar de utilizar una función de costos de tipo Cobb Douglas como la que utiliza Nerlove, para el presente estudio se utiliza una función de costos translog. Con dicho modelo se estimará la función de costos translog y así se obtiene el coeficiente de escala, que es la elasticidad del costo con respecto al producto. La forma de la función de costos translog es representada de la siguiente manera:

$$\ln C = \alpha_0 + \alpha_Y \ln Y + \frac{1}{2} \gamma_{YY} (\ln Y)^2 + \sum_i \alpha_i \ln P_i + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \gamma_{ij} \ln P_i \ln P_j + \sum_i \gamma_{Yi} \ln Y \ln P_i$$

Donde $\gamma_{ij} = \gamma_{ji}$, C es el costo total, Y es el producto, y los P_i son los precios de los insumos. Por lo tanto, las economías de escala (SCE) quedan determinadas de la siguiente forma:

$$SCE = 1 - \frac{\partial \ln C}{\partial \ln Y}$$

Es así, como se representan las economías de escala, es la unidad menos el coeficiente de escala que es la elasticidad del costo con respecto al producto. Si esto produce números positivos, las economías de escala son positivas y si el resultado da números negativos se tiene la evidencia de que hay deseconomías de escala en el sector. El modelo econométrico es de corte transversal con 96 observaciones y se realizará con la información de los censos económicos de 1988, 1993 y 1998. El modelo contiene las siguientes variables: costo total como variable dependiente, el costo de capital, el costo de operación y de mano de obra,

y la cantidad total de producción. El costo total se toma en el censo como gastos derivados y no derivados de la actividad, el costo de capital se toma como los activos fijos netos, el costo de operación y de mano de obra se toma como las remuneraciones al personal ocupado y la cantidad total de producción se toma como la producción bruta total.

La estimación de este modelo se hará por el método de Máxima Verosimilitud (MV) comparando los resultados con los de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) y con el método SUR, con el fin de poder tener las estimaciones por estos tres métodos y analizar cada uno de estos.

3.- Resultados del Modelo Empírico para el Sector Eléctrico

Los resultados del modelo econométrico para el sector eléctrico se muestran en las siguientes tablas para los años 1988, 1993 y 1998.

Tabla 1. Estimación de Economías de Escala con Corte Transversal para 1988.								
Variable Dependiente: Costo Total								
V A R I A B L E S	<i>MCO</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor	<i>MCO</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor
	Producción total	1.3430	9.161310	0.0000	Constante	-10.09158	-2.79839	0.0090
	Costos de capital	1.0640	1.00040	0.3176	R^2	0.892233		
	Costos de operación	1.4469	3.499317	0.0015	SCE	-0.343082		
	<i>MV</i>	Coeficiente	z-stat.	p-valor	<i>MV</i>	Coeficiente	z-stat.	p-valor
	Producción total	1.343085	9.391283	0.0000	Constante	-10.091587	-2.88470	0.0022
	Costos de capital	1.05472	1.0085	0.3248	Log likelihood	-63.19113		
	Costos de operación	1.446959	3.584323	0.0008	SCE	-0.343085		

Tabla 2. Estimación de Economías de Escala con Corte Transversal para 1993								
Variable Dependiente: Costo Total								
V A R I A B L E S	<i>MCO</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor	<i>MCO</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor
	Producción total	0.583935	3.996314	0.0004	Constante	-4.933075	-2.51813	0.0176
	Costos de capital	1.02569	1.004598	0.3495	R^2	0.891204		
	Costos de operación	1.845079	7.968767	0.0000	SCE	0.583935		
	<i>MV</i>	Coeficiente	z-stat.	p-valor	<i>MV</i>	Coeficiente	z-stat.	p-valor
	Producción total	0.583927	4.242778	0.0000	Constante	-4.933019	-3.24028	0.0012
	Costos de capital	1.067439	1.04348	0.2768	Log likelihood	-37.97644		
	Costos de operación	1.845084	13.81654	0.0000	SCE	0.583927		

Tabla 3. Estimación de Economías de Escala con Corte Transversal para 1998 y con Datos de Panel para 1988-1998.								
Variable Dependiente: Costo Total								
	<i>MCO</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor	<i>MCO</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor

V A R I A B L E S	Producción total	1.708876	8.171519	0.0000	Constante	-5.702366	-2.68417	0.0119	
	Costos de capital	0.505883	2.242065	0.0328	R^2	0.911162			
	Costos de operación	1.826749	1.003493	0.3245	SCE	-0.708876			
	<i>MV</i>	Coeficiente	z-stat.	p-valor	<i>MV</i>	Coeficiente	z-stat.	p-valor	
	Producción total	1.708876	8.344169	0.0000	Constante	-5.702367	-2.79643	0.0052	
	Costos de capital	0.505884	2.482318	0.0131	Log likelihood	-32.30335			
	Costos de operación	1.702569	1.005638	0.3022	SCE	-0.708876			
	Estimación de Economías de Escala con el Método SUR y efectos fijos para 1988-1998								
	<i>DP 1988-98</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor	<i>DP</i>	Coeficiente	t-stat.	p-valor	
	Producción total	1.280101	12.68618	0.0000	Constante	-4.062768	-3.06884	0.0028	
Costos de capital	0.347875	2.668116	0.0090	R^2	0.901662				
Costos de operación	0.580972	4.007378	0.0001	SCE	-0.280101				

En los resultados anteriores, se muestran las estimaciones de las economías de escala. En este sentido vemos que por el método de MCO existen deseconomías de escala para el sector eléctrico en el año de 1988. Como se mencionó anteriormente, las economías de escala se representan como la unidad menos la elasticidad del costo total con respecto a la producción total. En la estimación de la tabla 1 se muestra que el valor de las economías de escala (SCE) es de -0.343082 , como el resultado es un número negativo, esto nos indica que existen deseconomías de escala en el sector eléctrico. Lo anterior se explica, por que existen dos grandes empresas que concentran la producción total del sector eléctrico, lo cual nos da como resultado una R^2 bastante elevada. Recordando el primer estudio de medición de economías de escala para el sector eléctrico realizado por Nerlove en (1963), la R^2 de este estudio dio un valor de 0.926. En el estudio de Nerlove se explica que el valor de la R^2 , es elevado por que había grandes empresas que concentran casi la totalidad de la producción y de los costos en el sector eléctrico.

En el caso de la estimación por el método de MV. Se puede observar que para el año de 1988, el valor SCE es de -0.343085 , como el resultado es negativo, esto nos indica que existen deseconomías de escala en el sector eléctrico. La medición de las economías de escala por el método de MCO y MV son muy similares, por lo que podemos concluir que no se generaron economías de escala en el sector eléctrico en el año de 1988.

Para el año de 1993, el resultado de la medición de las economías de escala por el método de MCO, dio como resultado que si existían economías de escala para

el sector eléctrico. Con un valor de SCE de 0.583935, lo que nos indica que para el año de 1993, el sector eléctrico presenta economías de escala. La R^2 para este año fue de 0.891204. La estimación por el método de MV, para el año de 1993, dio un resultado SCE de 0.583927, dicho resultado es casi igual al que resulto por el método de MCO. En este año podemos decir que si existieron economías de escala para el sector eléctrico.

En el año de 1998, el resultado de la medición de las economías de escala por el método de MCO, nos indico que existían deseconomías de escala para el sector eléctrico, con un valor SCE de -0.708876 , y con una R^2 de 0.917592. La estimación de las SCE por el método de MV, mostró que para el año de 1998 existían deseconomías de escala para el sector eléctrico, el valor de SCE resulto ser de -0.708876 igual que la estimación por el método de MCO.

En la tabla 3, también, se realiza una estimación por el método SUR, con el fin de ver el comportamiento global del sector eléctrico, en los tres periodos de estudio. Los resultados de esta estimación, nos indican que a nivel global hay deseconomías de escala en el sector eléctrico del periodo de 1988 a 1998, con una valor SCE de -0.280101 y con una R^2 de 0.901662.

Conclusiones

Nuestro interés en el presente estudio está centrado en los monopolios naturales. Un monopolio natural ocurre cuando las economías de escala son de tal magnitud que una única empresa es capaz de satisfacer toda la demanda de forma más eficiente que un grupo de empresas en competencia. Los resultados muestran que a nivel global hay deseconomías de escala en el sector eléctrico en el periodo de 1988 a 1998.

De acuerdo a la teoría del monopolio natural, la competencia no puede subsistir en la industria de energía eléctrica. Pero la teoría es contradicha en el sector con los resultados del periodo de estudio de 1988 a 1998. Solo en el año de 1993 se tiene evidencia de economías de escala en el sector eléctrico mexicano.

Los resultados apoyan la idea de que pueden tenerse otros esquemas de estructura de mercado, además de la de monopolio natural en el sector eléctrico. La competencia ha subsistido en el sector eléctrico por décadas en docenas de ciudades, estados y regiones en los Estados Unidos. En aquellas regiones donde existe competencia directa en la industria eléctrica se tiene una rivalidad directa entre dos firmas competitivas que ha existido por largos periodos de tiempo, hasta por más de 80 años en algunas ciudades y estados. Se ha observado que los clientes han obtenido beneficios sustanciales de la competencia, comparados con ciudades y estados donde existen monopolios (exclusividad) del servicio eléctrico. Se ha observado que en Estados Unidos, al contrario de la teoría del monopolio natural, los costos pueden ser menores donde existen dos empresas operando.

Los beneficios potenciales para la Economía Mexicana provenientes de una reforma eléctrica son enormes. La red eléctrica nacional se mantiene, casi en su totalidad, de casi 30 grandes centrales. Sin embargo, en numerosos países está ocurriendo un proceso de reducción del tamaño de las plantas generadoras de electricidad, empujado por la disponibilidad de nuevas tecnologías y, más recientemente, por la necesidad de reducir la vulnerabilidad que representa la concentración de capacidad de generación en un solo lugar. Estas plantas pequeñas se encuentran más cerca de los consumidores finales (incluso en sus propias instalaciones o casas) y permitan, en muchos casos, mayor eficiencia a menores costos. En particular, en diferentes industrias que utilizan calor para sus procesos, es posible generar simultáneamente electricidad (para si mismas o para la red eléctrica) por medio de los sistemas de cogeneración, con lo cuál mejora considerablemente la utilización de los recursos energéticos. La cogeneración es la producción secuencial de energía térmica y energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía, estando esta producción de energía ligada a un proceso Industrial, Comercial o de Servicios. La eficiencia de aprovechamiento de energía primaria de estos sistemas debe de ser superior a la de una Central Eléctrica de Ciclo Combinado Convencional. De acuerdo con la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae), el potencial de cogeneración en los sectores industrial y comercial en México oscila entre 7 mil y 14 mil MW. La generación distribuida de electricidad, que permite aprovechar las fuentes renovables o utilizar con la mayor eficiencia posible los combustibles fósiles, está tomando fuerza en los sistemas eléctricos globales y no pueden dejar de incluirse en el diseño y en la elaboración de una verdadera reforma del sistema eléctrico mexicano.

Una verdadera reforma del sistema eléctrico mexicano deben de aumentar la participación privada en el sector mediante cambios que fortalezcan la certeza jurídica y disminuyan los riesgos a los que se enfrenta quien quiera invertir. Una mayor participación privada permitirá liberar recursos que actualmente se destinan a este sector para destinarlos a gasto social. De igual manera, se debe otorgar un mayor grado de autonomía a la CFE, que ahora podrá actuar como una empresa de mercado y tomar mejores decisiones para el sector.

Una reforma del sistema eléctrico mexicano tendrá un impacto positivo en la tasa de crecimiento de la economía (gracias al aumento de la inversión), lo que redundará finalmente en un mayor número de empleos. Desde hace cincuenta años, la demanda de electricidad ha registrado un crecimiento anual superior al del producto interno bruto. La experiencia internacional muestra que la participación de la electricidad en el balance de la energía continúa aumentando en cada etapa de desarrollo. Con el crecimiento de la economía mexicana, y dada la estructura demográfica de la población, deben esperarse incrementos muy importantes en la demanda de electricidad. Por ello, incluso bajo proyecciones moderadas de crecimiento económico para los siguientes años, la demanda de energía eléctrica aumentará cerca de 6 por ciento cada año. Ello obligará a aumentar rápidamente la capacidad de generación, así como a modernizar la estructura y ampliar los sistemas de transmisión y distribución.

En la industria eléctrica mundial, al igual que en otras industrias, el concepto del monopolio natural mediante las economías de escala está finalmente derrumbándose. La energía eléctrica, TV por cable, servicios telefónicos, nuevos servicios en la red y el correo, están siendo desregulados a nivel global, bien sea legislativamente o de facto, debido a los acelerados cambios tecnológicos que se están presentando lo que influyen en menores costos de producción.

Referencias

- Baumol, W.J., J.C. Panzar, y R. Willig, (1982): Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. New York: Harcourt Brace Jovanovich, 1982.
- Braeutigam, Ronald (1989). Optimal Policies for Natural Monopolies. En Handbook of industrial Organization, Capitulo 23, Volumen II. Editado por Schmalensee y R.D. Willig. Eisevier Science Publishers.
- CFE, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2005-2014.
- Christensen, Laurits and William Greene (1976). "Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation.", The Journal of Political Economy 84:655-676.
- Demsetz, Harold (1968), "Why Regulate Utilities?" Journal of Law and Economics, April: 55-65.
- Díaz-Bautista, Alejandro (2005), Experiencias Internacionales en la Desregulación Eléctrica y el Sector Eléctrico en México. El Colegio de la Frontera Norte y Editorial Plaza y Valdés.
- Electric Power Research Institute EPRI (1989). Technical Assessment Guide - Electricity Supply 1989. EPRIT-6587-L, EPRI, Palo Alto, California.
- INEGI, 1989, 1994. 1999 Censos Económicos, INEGI, México.
- Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983). Markets for Power. An Analysis of Electrical Utility desregulation. Cambridge Mass: MIT press.
- Nerlove, Marc (1963), Returns to Scale in Electricity Supply, in C. Christ (ed.), Measurement in Economics: Studies in Mathematical Economics in Memory of Yehuda Grunfeld, Stanford: Stanford University Press.
- Spulber, Daniel F. (1989) "Regulations and Markets". Massachusetts Institute of Technology.
- Tirole, Jean (1989), Industrial Organization, M.I.T. Press.
- Zellner, A. (1962): "An Efficient Method of Estimating Seemingly Unrelated Regressions and Test for Aggregation Bias". Journal of American Statistical Association, nº 57, 585-612.