

NÚMERO 447.

VÍCTOR CARREÓN Y EVANGELINA DARDATI

La tarifa de generación en México estimada
con el mecanismo de orden de mérito

DICIEMBRE 2008



www.cide.edu

• Las colecciones de **Documentos de Trabajo** del CIDE representan un medio para difundir los avances de la labor de investigación, y para permitir que los autores reciban comentarios antes de su publicación definitiva. Se agradecerá que los comentarios se hagan llegar directamente al (los) autor(es).

• D.R. © 2008. Centro de Investigación y Docencia Económicas, carretera México-Toluca 3655 (km. 16.5), Lomas de Santa Fe, 01210, México, D.F.
Fax: 5727•9800 ext. 6314
Correo electrónico: publicaciones@cide.edu
www.cide.edu

• Producción a cargo del (los) autor(es), por lo que tanto el contenido así como el estilo y la redacción son su responsabilidad.

Resumen

En este trabajo analizamos el mercado de generación eléctrica en México utilizando el modelo de orden de mérito. Con datos de capacidad, factores de planta y demanda esperada en 2004, se realiza una simulación para determinar el costo mínimo de generación del Sistema Eléctrico Mexicano. Encontramos que la tarifa de generación eléctrica está determinada por el costo de las plantas de vapor para los meses de menor consumo. Para los meses de mayor consumo, la tecnología de turbogás es utilizada para satisfacer la demanda pico. Por otra parte, las plantas carboeléctricas, duales, geotérmicas, hidroeléctricas y de ciclo combinado, que son las más baratas, están en operación las 24 horas del día para todos los días del año. Nuestros resultados coinciden con la generación real que se tuvo en 2004, por lo que concluimos que el Sistema Eléctrico Mexicano sigue el modelo de orden de mérito. Finalmente, encontramos que para algunas horas en los meses de mayor consumo, el margen de reserva es de sólo 1%, por lo que el sistema no es confiable.

Abstract

In this paper, we analyze the market for electricity generation in Mexico through the merit order model. Using data for capacity, load factors, and expected demand for 2004; we carry out a simulation to find the lowest generation cost for the Mexican Electricity System. We find that steam plants determine the cost for the lowest consumption months. For the highest consumption months, turbogas plants determine the cost for the peak period. Carbon, dual, geothermic and hydro plants, the ones with the lowest cost, are dispatched 24 hours a day throughout the year. Our results show that the simulated results coincide with the actual demand for 2004. So, we conclude that the Mexican Electricity System is following the merit order model. Finally, we find that during some hours in the highest consumption month, the reserve margin was only 1%, having an unreliable system.

LA TARIFA DE GENERACIÓN EN MÉXICO ESTIMADA CON EL MECANISMO DE ORDEN DE MÉRITO

Víctor G. Carreón Rodríguez
Evangelina Alejandra Dardati

RESUMEN

En este trabajo analizamos el mercado de generación eléctrica en México utilizando el modelo de orden de mérito. Con datos de capacidad, factores de planta y demanda esperada en 2004, se realiza una simulación para determinar el costo mínimo de generación del Sistema Eléctrico Mexicano. Encontramos que la tarifa de generación eléctrica está determinada por el costo de las plantas de vapor para los meses de menor consumo. Para los meses de mayor consumo, la tecnología de turbogás es utilizada para satisfacer la demanda pico. Por otra parte, las plantas carboeléctricas, duales, geotérmicas, hidroeléctricas y de ciclo combinado, que son las más baratas, están en operación las 24 horas del día para todos los días del año. Nuestros resultados coinciden con la generación real que se tuvo en 2004, por lo que concluimos que el Sistema Eléctrico Mexicano sigue el modelo de orden de mérito. Finalmente, encontramos que para algunas horas en los meses de mayor consumo, el margen de reserva es de solo 1%, por lo que el sistema no es confiable.

ABSTRACT

In this paper, we analyze the market for electricity generation in Mexico through the merit order model. Using data for capacity, load factors, and expected demand for 2004; we carry out a simulation to find the lowest generation cost for the Mexican Electricity System. We find that steam plants determine the cost for the lowest consumption months. For the highest consumption months, turbogas plants determine the cost for the peak period. Carbon, dual, geothermic and hydro plants, the ones with the lowest cost, are dispatched 24 hours a day throughout the year. Our results show that the simulated results coincide with the actual demand for 2004. So, we conclude that the Mexican Electricity System is following the merit order model. Finally, we find that during some hours in the highest consumption month, the reserve margin was only 1%, having an unreliable system.

1. INTRODUCCIÓN

El Mercado eléctrico se compone de 4 submercados: generación, transmisión, distribución y comercialización. Mientras la transmisión y la distribución presentan características de monopolio natural, la generación eléctrica, al igual que la comercialización, son actividades potencialmente competitivas. En cuanto a la generación, la introducción de nuevas tecnologías, como ciclo combinado, han permitido que, en muchos países, dicho sector se abra a la participación privada. Si bien en México este proceso fue relativamente tardío, en los últimos años comenzó a crecer de manera sustancial la inversión privada, bajo los distintos esquemas permitidos por la legislación actual. Este cambio genera nuevos desafíos para el sector. Por un lado, los esfuerzos en cuanto a la coordinación del sistema son mayores. Por el otro, es crucial estudiar los incentivos a coludirse que pudieran tener las empresas de generación.

La generación constituye el submercado con mayor participación en los costos totales de la industria. El 65% de la tarifa del servicio eléctrico que pagan los diferentes usuarios corresponde al proceso de producción de energía eléctrica. Ello implica que una buena administración en este submercado resulta fundamental para el bienestar de todos los consumidores de electricidad. La motivación principal de este trabajo es analizar la eficiencia con la que trabaja este sector en la actualidad. En este sentido, se busca evaluar si los usuarios del servicio eléctrico pagan el costo mínimo de la producción de energía. Para ello, este estudio estará concentrado en el sector de generación eléctrica, aislando su interacción con los demás sectores, a fin de poder encontrar las condiciones óptimas de funcionamiento del mismo.

Con dicho propósito, se realizará una simulación del funcionamiento del submercado de generación eléctrica para estimar sus costos mínimos. En esta tarea, utilizaremos el modelo de orden de mérito, el cual ordena a las plantas generadoras según su costo y las va despachando de menor a mayor costo hasta satisfacer la demanda en cada punto del tiempo. Este modelo nos permitirá estimar el costo eficiente de generar electricidad en México.

El trabajo está estructurado de la siguiente manera. En la Sección dos se presentan las características generales del Sector Eléctrico Mexicano, comenzando por una reseña histórica para luego presentar la situación de esta industria en 2004 (nuestro año de referencia) en cuanto a ventas, capacidad instalada, tecnologías que operan y generación bruta. Asimismo, se describirá brevemente la transmisión, distribución y comercialización de la industria. Finalmente, se explicará el funcionamiento y la evolución de las tarifas eléctricas en años anteriores, así como la estructura de los subsidios otorgados a los diferentes tipos de consumidores. En la tercera sección se desarrolla el modelo de orden de mérito, en el cual el Operador del Sistema ordena las plantas generadoras de electricidad de acuerdo a su costo declarado. Así, se determina el precio de la generación eléctrica en el mercado spot de corto plazo para el período pico y no pico de demanda de energía eléctrica. En base a este modelo, se realiza una simulación para el caso mexicano. Luego, en la Sección cuatro, se

comparan los resultados del modelo con el despacho real de las plantas para determinar si se cumple dicha regla en este mercado. Además, se analizan las diferencias entre los costos de generación óptimos con los que pagan los diferentes usuarios. Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo.

2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

La industria eléctrica en México se inició en 1879 con la instalación de la primera planta termoeléctrica en la fábrica textil de Asier y Portillo en León, Guanajuato. Desde entonces, el Sistema Eléctrico Nacional (*SEN*) comenzó a crecer paulatinamente. En sus inicios, los principales inversionistas estuvieron constituidos por empresas extranjeras que comenzaron a construir sistemas eléctricos independientes en áreas urbanas importantes y en las localidades en donde se asentaron las industrias textil y minera. Esta estrategia generó que las áreas rurales quedaran relegadas debido a su poca rentabilidad.

A principios del Siglo XX, los bajos precios de las concesiones y el importante crecimiento demográfico atrajeron nuevos inversionistas que, al igual que en las décadas anteriores, no tenían incentivos para expandir la capacidad eléctrica a zonas rurales. Paulatinamente, el *SEN* se fue centralizando. Las empresas más importantes (la *Mexican Light and Power Company (MLPC)* de Canadá y la *American and Foreign Power Company (AFPC)* de Estados Unidos) absorbieron lentamente a las empresas más pequeñas (*Compañía Eléctrica Robert, Compañía Eléctrica Irrigadora de Hidalgo, Compañía Nacional de Electricidad de Torreón y Chihuahua*, entre muchas otras). Para tratar de revertir esta tendencia, en 1923 se creó la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, constituyendo el primer intento del Estado mexicano para ejercer un control satisfactorio de la industria eléctrica, reconociendo su importancia estratégica para el desarrollo económico.

Para 1937, solo dos empresas ofrecían el servicio de energía eléctrica. La *MPLC* atendía a 47% de los consumidores, mientras la *AFPC* atendía al 33% restante. Sin embargo, el servicio prestado distaba mucho de satisfacer las necesidades de toda la población. México tenía 18.3 millones de habitantes y sólo 38% se beneficiaba del servicio. Las empresas eléctricas se dedicaban principalmente a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar en sus planes de expansión a las poblaciones rurales, que constituían casi 70% de la población. En pocas palabras, la oferta no satisfacía la demanda creciente. Por si fuera poco, la inversión privada no resultaba suficiente. Así, el Estado mexicano se vio en la necesidad de asumir el control de la industria eléctrica, creando, el 14 de Agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (*CFE*). En su primera etapa, la empresa tuvo la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda no cubierta por las empresas privadas.

Si bien la capacidad instalada aumentó considerablemente (se cuadruplicó en 25 años) desde la creación de la *CFE*, la población creció 91% y la industria, la agricultura y otras actividades rurales y urbanas experimentaron un vertiginoso

desarrollo. Estas tasas de crecimiento nos condujeron a que, en 1960, sólo 44% de la población contaba con el servicio eléctrico. Como consecuencia, el entonces Presidente Adolfo López Mateos nacionalizó la industria eléctrica, dando al Gobierno la responsabilidad exclusiva de “generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica”¹. El Estado adquirió el paquete accionario de la *MLPC* y de la *AFPC*. Adicionalmente, en 1963, se creó la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (*LFC*) encargada de proveer energía eléctrica a la Ciudad de México y estados aledaños. En las dos décadas siguientes, el crecimiento de la capacidad instalada fue notorio. En 1980, la misma ascendía a 17,360 MW. Durante los 1980s, la expansión fue menor debido a las restricciones de crédito, como consecuencia del aumento de la tasa de interés internacional y la crisis de la deuda en México. Cabe destacar, sin embargo, que el crecimiento de la industria eléctrica en estas décadas no tuvo como objetivo principal la eficiencia económica. Por el contrario, los principales motores de la expansión fueron lograr economías de escala, homogeneizar el voltaje y abastecer a la mayor cantidad de consumidores, principalmente en las zonas rurales.

En cuanto a la situación financiera de las empresa eléctricas, hasta finales de los 1970s, los subsidios a la industria eléctrica, la oferta de nuevas tecnologías, así como las economías de escala producidas en la construcción de estos sistemas hizo posible que tanto la *CFE* como *LFC* pudieran sostener tarifas bajas para los consumidores finales, sin tener que enfrentar un déficit importante. Esta situación se agotó a fines de los 1970s. Sin embargo, los nuevos ingresos por el petróleo se destinaron, en gran medida, a financiar la industria eléctrica. En los 1980s, el desplome del precio del petróleo puso fin a este “oasis” financiero que experimentaron las compañías eléctricas y surgió la necesidad de realizar reformas estructurales para aumentar la eficiencia del sector. A fines de los 1980s, México comenzó a abrir su economía y a realizar reformas estructurales en varios sectores. La rápida integración con Estados Unidos llevó a un crecimiento de la demanda de energía mayor a lo esperado. Ante esta nueva arquitectura, con un crecimiento de la demanda mayor al crecimiento de la oferta, en 1992, la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* fue modificada para permitir la participación de la inversión privada bajo esquemas definidos, entre los cuales se encuentran productores independientes, cogeneración² y autoabastecimiento³. Además, se delimitaron con precisión las actividades a cargo del Estado y las que podían realizar los particulares.

Finalmente, en 1993 se creó la Comisión Reguladora de Energía (*CRE*) siendo una de sus funciones la regulación para el buen desempeño del mercado

¹ Decreto del 23 de Diciembre de 1960, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de Diciembre de 1960.

² Se define como la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas; la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos productivos; o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles generados en los procesos productivos.

³ Es la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo, siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

eléctrico mexicano. Los instrumentos de regulación que posee la CRE son diversos: otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones de prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general y requerir información, entre otros.

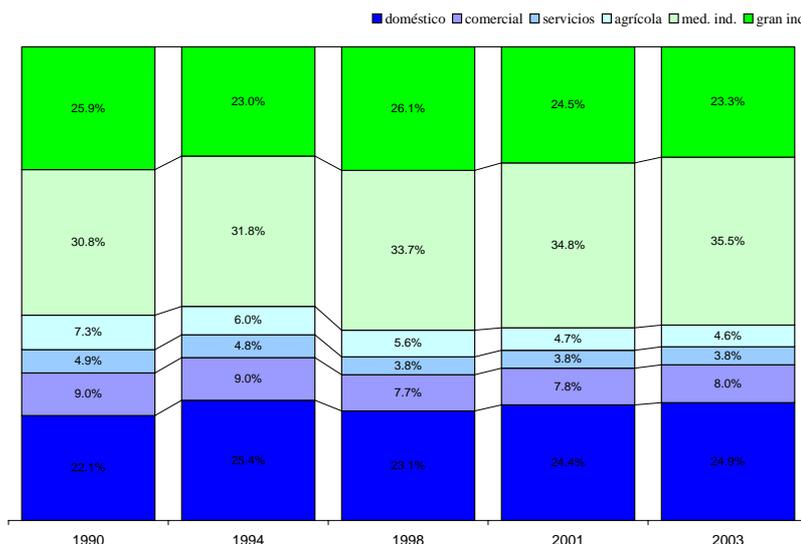
Así, tomando esta arquitectura de mercado como dada, procedemos a analizar el sector a la luz de los datos obtenidos para 2004, el cual será nuestro año base de análisis.

3. ARQUITECTURA DE MERCADO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN 2004

3.1. VENTAS

El consumo de energía eléctrica en México alcanzó, en 2003 (ver Gráfica 1), los 160,384 GWh, habiéndose producido un incremento de 74% con respecto a 1990.

GRÁFICA 1. ESTRUCTURA DE VENTAS EN 2003



Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

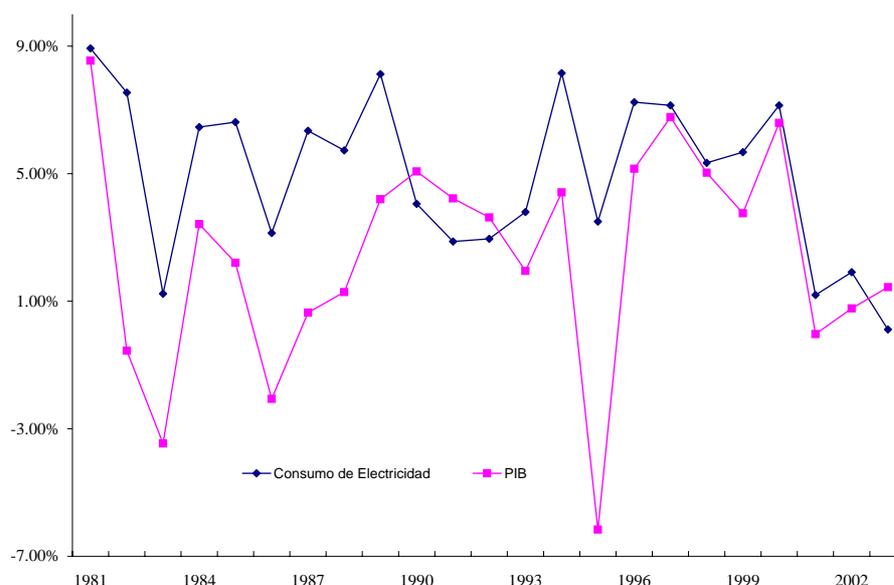
En lo que se refiere a la estructura, 24.9% corresponde a consumo doméstico, 8% a consumo comercial, 3.8% al sector servicios, 4.6% al consumo agrícola y 35.5% y 23.3% a la mediana y gran industria, respectivamente⁴.

Cabe destacar que en los años previos aumentó el consumo relativo del sector doméstico y de la mediana industria, mientras que se redujo, aunque levemente, el consumo de la gran industria, el sector servicios y el agrícola. Si bien la variación no resulta muy pronunciada, la mayor importancia relativa de la mediana industria en los 1990s y la mejora del poder adquisitivo de los consumidores residenciales en dicho período, explican la mayor participación relativa de esta fracción del mercado.

⁴ La diferencia entre mediana y gran industria está vinculada a la escala de producción.

El consumo muestra un comportamiento estacional: por hora, diario, semanal y mensual. También se encuentra altamente correlacionado con el *PIB* de la economía, con lo cual en épocas de recesión se genera una disminución del mismo. En la Gráfica 2 se puede observar la situación descrita.

GRÁFICA 2. VARIACIÓN EN EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD Y EN EL PIB



Fuente: Elaboración propia con datos de *CFE* e *INEGI*

El Cuadro 1 muestra el consumo por área geográfica para 2003, así como el crecimiento experimentado en los 10 años anteriores. Podemos observar que el área con mayor consumo está constituido por las regiones Centro y Noreste con 25.6% y 24.5% del consumo total, respectivamente. Siguen en orden descendente la región Centro-Occidental, la Sur-Sureste y, finalmente, la Noroeste.

CUADRO 1. CONSUMO POR REGIÓN GEOGRÁFICA EN 2003

Región	Consumo (en GWh)	Participación	Crecimiento 93-03
Centro	40,969	25.6%	3.3%
Noreste	39,235	24.5%	5.3%
Centro-Occidente	36,242	22.6%	5%
Sur-Sureste	22,582	14.1%	5.2%
Noroeste	21,270	13.3%	5.5%
Total	160,298	100.0%	4.7%

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía

3.2. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica para 2004 era de 50,670 MW, de la cual 74% corresponde a *CFE*, 1.7% a *LFC*, 3.9% a Petróleos Mexicanos (*PEMEX*), 14.3% a Productores Externos de Energía (*PEEs*), 4.3% al Autoabastecimiento y 1.8% a Cogeneración (ver Cuadro 2). Así, podemos observar que el segundo gran productor, medido por su capacidad instalada es *PEMEX*, otra empresa del Estado.

CUADRO 2. CAPACIDAD INSTALADA EN 2004

	MW	%
CFE	37,512	74.0
LFC	834	1.7
PEMEX	1,973	3.9
PEE's	7,265	14.3
AUTOABASTECIMIENTO	2,185	4.3
COGENERACIÓN	909	1.8
TOTAL	50,679	100.0

Fuente: Secretaría de Energía

El servicio público de energía eléctrica está conformado por *LFC*, *CFE* y los *PEEs* o Productores Independientes de Energía (*PIEs*). La *CFE* contrata la totalidad de la potencia y energía de estos últimos por un período de 25 años, con lo cual están considerados dentro del *SEN*. El *SEN* se divide en 9 áreas operativas, de las cuales seis comparten recursos de capacidad para establecer una operación más económica y confiable del sistema, conformándose de esta manera el sistema interconectado. Las áreas de la península de Baja California forman un sistema aislado, puesto que actualmente no se justifica técnica ni económicamente su interconexión con el resto del sistema debido a su ubicación geográfica, a la distancia con el sistema interconectado nacional y al alto costo que representarían las obras necesarias. Además, existen conexiones del sistema con los estados de Texas, California y Arizona en Estados Unidos y con Belice, permitiendo el comercio exterior de energía eléctrica. Las ventas externas alcanzaron, en 2003, 953 GWh, de los cuales 765 GWh corresponden a las exportaciones desde Baja California. En cuanto a las importaciones, totalizaron 71 GWh en 2003.

En el Cuadro 3, se puede observar la capacidad instalada en MW por región y por tecnología del servicio público de energía. En el Sur-Sureste se encuentra la mayor infraestructura de generación eléctrica a nivel nacional (en 2003 proporcionó 34.5% de la capacidad instalada). Asimismo, en esta región se localizan los mayores desarrollos de fuentes primarias de energía (hidráulicos y eólicos).

La segunda región con mayor importancia respecto a la capacidad instalada es la Noreste. Además, es la única que ha mostrado incrementos en su capacidad de generación en la última década pasando de una participación de 19.6% en 1992 a 25.4% en 2003. Le siguen en importancia, la región Noroeste con 15.6% de participación en la capacidad instalada nacional, la Centro-Occidente con 14.8%, la Noroeste con 15.1% y, finalmente, la Centro con 9.7% del total.

CUADRO 3. CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA Y REGIÓN GEOGRÁFICA EN 2003 (EN MWh)

Tipo de Tecnología/Región	Noroeste ¹	Noreste	Centro-Occidente	Centro	Sur-Sureste	Total
Hidroeléctrica	941	126	1,881	684	5,976	9,608
Vapor	2,895	2,789	3,466	2,474	2,659	14,283
Ciclo Combinado	1,481	4,955	793	489	2,886	10,604
Turbogas	768	839	275	623	385	2,890
Combustión Interna	143	0	0	0	0	143
Carboeléctrica	0	2,600	0	0	0	2,600
Dual	0	0	0	0	2,100	2,100
Eoloeléctrica	1	0	0	0	2	3
Nuclear	0	0	0	0	1,365	1,365
Geotermoeeléctrica	730	0	190	40	0	960
Total	6,959	11,309	6,605	4,310	15,373	44,556

¹ incluye Baja California

Fuente: Secretaría de Energía

Comparando los datos del Cuadro 1 con los del Cuadro 3, podemos observar que mientras la región Sur-Sureste provee 34.5% de la capacidad total, solo consume 14.1% de la energía generada en el país. Por el contrario, la región Centro es la que más consume y la que cuenta con menor capacidad. Ello implica que los requerimientos de transmisión en el *SEN* son importantes para transportar la energía generada en el Sur-Sureste y demandada en el Centro del país.

3.3. TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación de energía eléctrica se realiza en centrales cuya denominación está ligada al recurso energético primario utilizado. Las tecnologías disponibles son las centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas y nucleares. Para 2004 se tenían 181 centrales que contaban con 593 unidades. La mayor proporción formada por centrales hidroeléctricas y de vapor. Sin embargo, la tecnología de ciclo combinado es la que más ha crecido en importancia en los años previos a 2004.

3.3.1. Centrales Termoeléctricas

En estas centrales se produce la energía eléctrica a partir de la energía calorífica desprendida de la combustión de combustibles fósiles. Existe una clasificación de

tipos de generación, de acuerdo a la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos.

Termoeléctrica convencional (vapor). Este tipo de central utiliza como fuente energética primaria combustóleo o gas natural. En la actualidad, CFE utiliza básicamente combustóleo. El generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua de la forma líquida a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, es conducido a la turbina donde su energía cinética es convertida en mecánica, que es transmitida al generador para producir energía eléctrica.

Turbogás. La generación de energía eléctrica se logra cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un filtro y entra después a un compresor. El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible, quemándose posteriormente. De ello resultan gases de combustión calientes los cuales, al expandirse, hacen girar la turbina de gas. El generador, acoplado a la turbina de gas, transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. El breve tiempo de arranque de esta tecnología y la versatilidad para seguir a la demanda hacen que estas generadoras sean ventajosas para satisfacer cargas en horas pico.

Ciclo combinado. Estas centrales están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo térmico de la unidad turbogás, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la fase de vapor, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas de vapor. La eficiencia de estas plantas se incrementa continuamente y son de las más eficientes entre los sistemas de generación disponibles. Una ventaja de este tipo de plantas, es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera parte corresponde a las unidades turbogás, la cual puede ser terminada en un plazo breve (8 meses aproximadamente) e iniciar su operación. Posteriormente, se continúa con la construcción de la unidad de vapor, completándose el ciclo combinado en un período total entre 16 y 20 meses.

Combustión Interna. Esta tecnología aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador. Este tipo de motor puede utilizar únicamente combustóleo o diesel.

Carboeléctricas. Estas centrales no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales. El único cambio es el uso de carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y los residuos de la combustión requieren un manejo más complejo que los combustibles utilizados en las centrales de vapor. Se necesitan desulfuradores para una disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera.

Centrales duales. Éstas utilizan indistintamente el combustóleo o el carbón como fuente energética primaria.

Geotermoeléctrica. Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, excepto en la producción de vapor, el

cual en este caso es extraído del subsuelo. El vapor es enviado a un condensador de contacto directo, donde es mezclado con el agua de circulación. Parte de este volumen es enviado a la torre de enfriamiento y el resto, junto con el proveniente del separador, es reinyectado al subsuelo o bien es enviado a una laguna de evaporación.

3.3.2. Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Las plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua.

Una característica importante de este tipo de tecnología es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión. Lo anterior ha dado lugar a la operación de varios tipos de centrales hidroeléctricas, entre las que podemos distinguir las convencionales, las mareomotrices, las de rebombeo y las mini o microcentrales. En el primer tipo entran todas las centrales que existen en México, las cuales aprovechan los desniveles de los ríos, construyendo una cortina perpendicular al cauce éstos, para formar almacenamiento del agua y posteriormente llevarla hasta las turbinas y generadores eléctricos en la casa de máquinas. Las mini o microcentrales, nombradas así por ser de pequeña capacidad, se están instalando con más frecuencia con el objetivo de resolver problemas de electrificación en áreas rurales donde es costoso extender las líneas de transmisión de energía.

3.3.3. Centrales nucleoelectricas

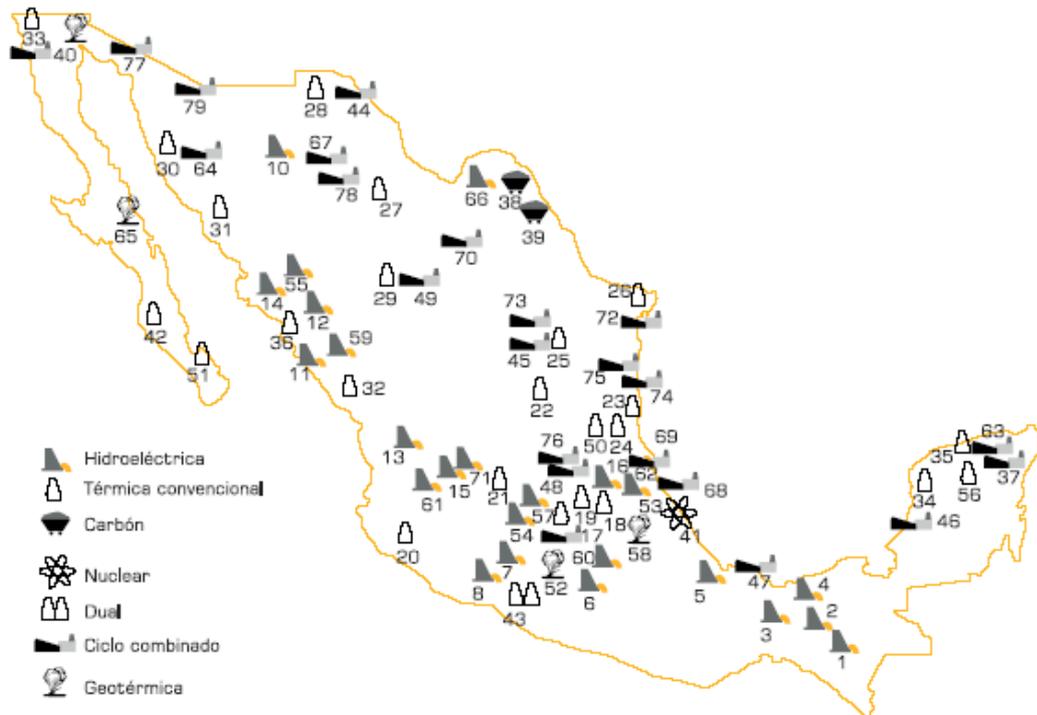
Estas centrales tienen semejanza con las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores. En este caso se aprovecha el calor obtenido al fisiónar átomos del isótopo de uranio U_{235} en el interior del reactor para producir el vapor necesario. La ventaja de estas centrales reside en el elevado poder calorífico del uranio que da lugar a un escaso volumen de combustible nuclear consumido por unidad de electricidad producida.

3.3.4. Centrales eoloeléctricas

Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica mediante una aeroturbina que hace girar el generador. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor.

El mapa de la Figura 1 muestra la ubicación de las centrales en el país por tipo de tecnología. Los números corresponden a las diferentes centrales⁵

FIGURA 1. UBICACIÓN DE LAS PRINCIPALES CENTRALES GENERADORAS EN 2003



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013⁶. Secretaría de Energía.

3.4. TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

La transmisión de energía eléctrica se realiza a través de líneas y subestaciones que conducen la energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo, para su distribución a los usuarios finales. Las subestaciones se componen de diversos elementos, equipos y sistemas, que tienen como función elevar o reducir la tensión de acuerdo con las necesidades y restricciones del Operador del Sistema (OS) y transmitir las a los centros de consumo.

Las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución se diferencian entre sí por los niveles de tensión. La transmisión posee voltaje de 400 KV a 150 KV. El voltaje de las líneas de subtransmisión va de 138 KV a 69 KV. Finalmente, las líneas de distribución van de voltajes de 44 KV hasta baja tensión (2.4 KV o 2.2 KV). La red de transmisión del SEN, al 2003, estaba constituida de la siguiente manera.

⁵ Ver Anexo 1.

⁶ Página 105.

Red de transmisión troncal. Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 KV y 400 KV) con 40,775 Km. Éstas movilizan grandes cantidades de energía entre regiones y se alimentan de las centrales generadoras, abasteciendo las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

Redes de subtransmisión. Son de cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión y cuentan con 44,087 Km. Suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.

Redes de distribución en media tensión. Suministran la energía de 2.4 a 60 KV dentro de zonas relativamente pequeñas. La longitud acumulada de media tensión es de 348,058 Km. y en baja es de 225,147 Km.

Red de LFC. Cuenta con una longitud de 31,189 Km. en niveles de tensión de 6.6 KV a 400 KV. La red de distribución en baja tensión tiene una longitud de 37,819 Km.

La Figura 2 muestra la capacidad de transmisión en MW en 2003. Los números corresponden a las diferentes regiones de transmisión⁷, mientras que los números de los enlaces es la capacidad de transmisión medida en MW.

3.5. COMERCIALIZACIÓN

La comercialización es el proceso de medir, facturar y cobrar la energía eléctrica consumida. *CFE* y *LFC* poseen divisiones de distribución⁸ establecidas en el territorio nacional para atender las necesidades de la población en materia de electricidad. A su vez, las divisiones están subdivididas en zonas de distribución, de las cuales dependen las agencias comerciales. Éstas últimas son las unidades que atienden directamente a los usuarios y cuentan con personas de campo y administrativo para cumplir con cada una de las etapas del proceso de comercialización: contratación, conexión, medición, facturación y cobranza.

En cuanto a la contratación, el usuario, al acudir a las agencias comerciales a solicitar el suministro eléctrico, debe llenar la solicitud de servicio, que se convertirá en contrato una vez realizada la conexión. Una vez satisfechos los requisitos y trabajos relativos a la contratación, se programa y ejecuta la conexión, procediéndose a remitir las solicitudes ejecutadas para dar de alta los nuevos servicios contratados.

El área de medición resulta fundamental ya que es la responsable de la instalación y conservación de la infraestructura que une las instalaciones eléctricas de los usuarios a las de *CFE* o *LFC*, así como de los medidores que son utilizados para registrar la energía eléctrica que se consumen. Esta área también se encarga de obtener y emitir los balances de energía por procesos del sector eléctrico (generación, transmisión y distribución); el análisis de pérdidas de distribución de *CFE* y *LFC* por etapas de alta, media y baja tensión; y la

⁷ Ver Anexo 2.

⁸ Baja California, Noroeste, Norte, Golfo-Norte, Jalisco, Bajío, Centro-Occidente, Golfo-Centro, Centro, Centro-Oriente, Oriente, Sureste, Centro-Sur y Peninsular.

participación de cada una de ellas en los subprocesos de distribución, medición y comercialización.

FIGURA 2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN (MW) EN 2003



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013. Secretaría de Energía.

Para la facturación y cobranza, se han suscrito convenios con bancos, casas comerciales y comisionistas para facilitar el cumplimiento oportuno de las obligaciones a cargo de los usuarios. De no cubrirse con los adeudos, se emiten órdenes de corte preventivo y, de subsistir el incumplimiento, se tramita la baja del servicio procediendo a realizar las gestiones de cobro necesarias.

3.6. TARIFAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

3.6.1. Estructura

La tarifa es el precio que un usuario paga por un determinado servicio. En el sector eléctrico existen tarifas diferenciadas por tipo de usuario, región y estación del año, debido a que los costos de suministro varían de acuerdo a la tensión en que se requiere la electricidad, la distancia entre el centro de producción y el de consumo, la hora a que se demanda, la congestión de las redes de transmisión y distribución, entre otros. El monto de los cargos establece el costo para cada etapa del proceso de producción de la electricidad -

generación, transmisión, distribución y comercialización- utilizando dos criterios básicos. Uno es la metodología de costos marginales de largo plazo, el cual se utiliza para el caso de las tarifas industriales. El otro es una política de precios y tarifas administradas por el Gobierno Federal, basadas en un criterio de costos contables, como es el caso del resto de las tarifas eléctricas.

Las tarifas del sector eléctrico se dividen en 5 categorías principales: servicio doméstico, servicio temporal, servicio para alumbrado público, servicio para bombeo de aguas potables o negras, servicio agrícola y servicio general.⁹ Todas las tarifas son en dos partes; es decir, existe un cargo fijo independiente del consumo y un cargo variable que está función de la energía consumida.

3.6.1.1. Servicio Doméstico

En 2004, se tenía una subdivisión de tarifas (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y servicio doméstico de alto consumo (*DAC*)) que tomaba en cuenta la temperatura mínima media en la temporada de verano y la demanda de energía eléctrica.

3.6.1.2. Servicio para Alumbrado Público

En 2004, existían dos clases de tarifas para esta categoría que dependían de la zona geográfica. Una correspondía a zonas conurbanas de Monterrey, Guadalajara y D.F. y la otra se aplicaba en el resto del país.

3.6.1.3. Servicio Temporal

En 2004, esta tarifa se aplicaba a todos los servicios que destinaban la energía temporalmente a cualquier uso, donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permitían y éste tenía líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

3.6.1.4. Servicio de aguas potables o negras

En 2004, esta tarifa se aplicaba al suministro de energía eléctrica para el servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

3.6.1.5. Servicio Agrícola

En 2004, estas tarifas se aplicaban para los servicios de baja o media tensión que destinaban la energía de bombeo de agua utilizada en el riego de tierras

⁹ Para mayor detalle ver el Anexo 3

dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado local donde se encontraba instalado el equipo de bombeo.

3.6.1.6. Servicio General

En 2004, estas tarifas correspondían a los comercios e industrias y se diferenciaban entre sí de acuerdo a si la demanda era de baja, media o alta tensión.

3.6.2. EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

El Cuadro 4 muestra la proporción de costos de los submercados eléctricos en el costo total de la industria. La generación representa aproximadamente 65% del costo total, la transmisión 10% y la distribución 20%. Finalmente, la comercialización participa con 5%, aproximadamente.

CUADRO 4. PARTICIPACIÓN DE LOS SUBMERCADOS EN LOS COSTOS TOTALES

	Participación
Generación	65%
Transmisión	10%
Distribución	20%
Comercialización	5%

Como podemos apreciar, la generación es el submercado que más participa en los costos totales de la industria y, por ende, en las tarifas eléctricas finales que pagan los diferentes tipos de consumidores. El Cuadro 5 muestra las tarifas promedio del *SEN* por tipo de consumidor y por proveedor de electricidad (*CFE* y *LFC*).

CUADRO 5. PRECIOS MEDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
(Pesos por KWh a precios constantes de Septiembre de 2004)

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Sep-04
Doméstico	0.6767	0.6548	0.6786	0.6931	0.8415	0.8792	0.8809
Comercial	1.5987	1.5725	1.5298	1.4878	1.4968	1.6782	1.8165
Servicios	1.2612	1.2382	1.2707	1.2902	1.3598	1.3932	1.3991
Agrícola	0.3502	0.342	0.3482	0.3575	0.3648	0.3784	0.3793
Industria	0.6143	0.5982	0.6498	0.6284	0.6633	0.7804	0.8518
Mediana Industria	0.7177	0.6962	0.7429	0.7152	0.7623	0.8819	0.9567
Gran Industria	0.4809	0.4699	0.5265	0.505	0.5224	0.626	0.6878
Promedio	0.7137	0.6947	0.7309	0.723	0.784	0.8818	0.9336
CFE	0.6719	0.647	0.6818	0.6694	0.7162	0.8142	0.9055
LFC	0.8231	0.7993	0.8302	0.8157	0.8867	1.0127	1.0654

Fuente: Secretaría de Energía

Las tarifas que pagan los diferentes consumidores están fuertemente subsidiadas por el gobierno federal. Los Cuadros 6 y 7 muestran la relación entre el precio que pagan los usuarios, el costo de proveer el servicio y los subsidios promedios para cada tipo de consumidor.

CUADRO 6. RELACIÓN PRECIO/COSTO DE LA ELECTRICIDAD

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Doméstico	0.38	0.37	0.36	0.38	0.46	0.42
Comercial	0.96	0.96	0.87	0.86	0.83	0.84
Servicios	0.91	0.90	0.86	0.85	0.89	0.83
Agrícola	0.29	0.29	0.28	0.29	0.30	0.28
Industria	0.84	0.84	0.81	0.78	0.81	0.82
Mediana Industria	0.83	0.83	0.80	0.77	0.80	0.81
Gran Industria	0.87	0.87	0.83	0.81	0.85	0.84
Promedio	0.65	0.65	0.63	0.62	0.65	0.64
CFE	0.74	0.72	0.70	0.69	0.75	0.72
LFC	0.52	0.52	0.51	0.48	0.49	0.54

Fuente: Secretaría de Energía

CUADRO 7. SUBSIDIOS PROMEDIO A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Doméstico	62%	63%	64%	62%	54%	58%
Comercial	4%	4%	13%	14%	17%	16%
Servicios	9%	10%	14%	15%	11%	17%
Agrícola	71%	71%	72%	71%	70%	72%
Industria	16%	16%	19%	22%	19%	18%
Mediana Industria	17%	17%	20%	23%	20%	19%
Gran Industria	13%	13%	17%	19%	15%	16%
Promedio	35%	35%	37%	38%	35%	36%
CFE	26%	28%	30%	31%	25%	28%
LFC	48%	48%	49%	52%	51%	46%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía

Como se puede observar, el subsidio otorgado a los consumidores residenciales y al sector agrícola es el más importante, siendo de 58% y 72%, respectivamente. El promedio muestra que el Gobierno cubre, en promedio, 36% de la tarifa. Por otra parte, los subsidios otorgados a *CFE* son, en promedio, menores a los otorgados a *LFC*. Dado que la región centro es atendida por *LFC* se está subsidiando más a la región de alto consumo.

En líneas generales, la estructura de subsidios no experimentó importantes cambios en los años previos. El sector comercial y de servicios fueron los más beneficiados. El subsidio a los consumidores residenciales experimentó una leve baja, mientras que el subsidio a la industria mostró un pequeño aumento. Por último, los subsidios al sector agrícola se mantuvieron estables. El Cuadro 8 muestra los montos totales de los subsidios. En 2003, el total de los mismos representó 1.26% del PIB, constituyendo la mayor proporción los subsidios al sector doméstico. Los altos subsidios a consumidores residenciales pueden

deberse a razones de bienestar social. Sin embargo, en el caso de México, la hipótesis más fuerte es de índole política. Ningún partido desea afrontar el costo político que conllevaría eliminar los fuertes subsidios a este sector de la población.

CUADRO 8. MONTO TOTAL DE SUBSIDIOS
(En millones de pesos constantes de 2003)

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Doméstico	34,744	36,938	42,761	42,791	40,426	47,781
Comercial	2,760	2,658	3,578	3,903	4,463	4,283
Servicios	747	841	1,285	1,471	1,155	1,806
Agrícola	6,513	6,677	7,123	6,460	6,476	7,202
Industria	9,510	9,730	13,943	16,331	16,281	17,677
Mediana Industria	6,988	7,168	9,658	11,718	12,256	13,075
Gran Industria	2,522	2,562	42,85	4,613	4,025	4,602
Total	54,274	56,844	68,690	70,956	68,801	78,749
CFE	33,872	36,744	45,194	44,860	42,118	53,992
LFC	20,402	20,101	23,496	28,095	26,683	24,758

Fuente: Secretaría de Energía

4. MODELO TEÓRICO Y SIMULACIÓN DE COSTOS

4.1. MODELO DE ORDEN DE MÉRITO

El objetivo del despacho de energía, basado en la orden de mérito, es generar electricidad al menor costo posible. Para esto, cada planta debe declarar el costo al que está dispuesta a generar energía, así como la capacidad de generación que tiene disponible para el mercado. Las plantas se ordenan de menor a mayor costo. Dada la demanda específica de energía en un punto del tiempo, se van despachando las generadoras hasta satisfacer la demanda. Finalmente, el precio de la generación será el costo de la última planta despachada (planta marginal). En esta sección se expondrá en forma detallada el funcionamiento de dicho mecanismo.

Supongamos que existen N plantas generadoras (PG). Una vez que el Operador del Sistema anuncia la demanda esperada de electricidad para el día siguiente, cada PG debe decidir si participa en el mercado y, en caso afirmativo, en cuál hacerlo. Sus opciones son generar energía para el mercado spot de corto plazo, generar energía para el mercado de reservas de largo plazo o no participar en el mercado de generación energía.

Por otra parte, si una PG decide participar en el mercado spot debe optar entre proveer energía en el periodo no pico y en el pico o solo en el periodo pico. Luego de realizarse la demanda en cada uno de los tres mercados, cada PG obtiene sus pagos. Para simplificar nuestro modelo, suponemos que las plantas sólo pueden participar en un solo mercado, el spot o el de reservas de largo plazo.

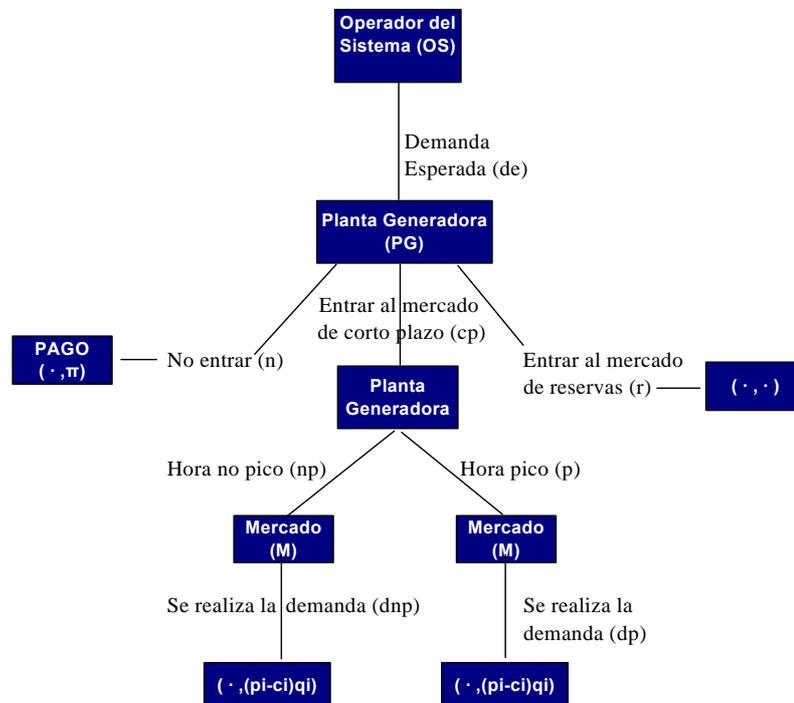
El esquema anterior representa un juego en forma extensiva, para el cual buscaremos un equilibrio de Nash de Subjuego Perfecto.

Definición 1: Un juego en *forma extensiva* está dado por $\Gamma = \{N, (A_n)_{n \in N}, H, J, (u_n)_{n \in N}\}$ donde,

- (i) N es el conjunto de jugadores,
- (ii) A_n es el conjunto de *acciones* disponibles para el jugador $n \in N$,
- (iii) H es el conjunto de historias, el cual es un conjunto de sucesiones (finitas o infinitas) que satisface las siguientes condiciones:
 - $\phi \in H$
 - $(a_1, a_2, \dots, a_k) \in H \ \& \ j < k \Rightarrow (a_1, a_2, \dots, a_j) \in H, \forall j$
 - Sea (a_1, a_2, \dots) y $(a_1, a_2, \dots, a_k) \in H, \forall k \geq 1, \Rightarrow (a_1, a_2, \dots) \in H$
- (iv) P es la *función jugador* que nos indica a qué jugador le toca jugar. Sea Z el conjunto de las historias terminales (aquellas que han llegado a su fin) y $H \setminus Z$ el conjunto de las historias no terminales (aquellas historias que todavía no han terminado). Así, $P: H \setminus Z \rightarrow N$.
- (v) $U_n: Z \rightarrow \mathfrak{R}, \forall n \in N$, es la *función de pagos* del jugador $n \in N$.

La Figura 3 muestra la estructura del juego en el que participarán todas las plantas generadoras.

FIGURA 3. ESTRUCTURA DEL JUEGO



El conjunto de jugadores es $N = \{OS, PG, M\}$. El conjunto de historias terminales es $Z = \{den, der, decpnpdnp, decppdp\}$, donde, por ejemplo, $decpnpdp$ significa que, luego de establecerse la demanda esperada, la planta generadora eligió participar en el mercado de corto plazo en los periodos pico y no pico. Finalmente, jugó el mercado estableciendo la demanda y la PG obtuvo su pago. El conjunto de historias no terminales es $H \setminus Z = \{\phi, de, decp, decpnp, decpp\}$. Las acciones de cada jugador son $A_{os} = [0, \infty)$, $A_{pg} = \{n, cp, r, np, p\}$ y $A_m = [0, \infty)$.

Ahora, definiremos el concepto de equilibrio que se utilizará en el juego.

Definición 2: Un *equilibrio de Nash de Subjuego Perfecto* de un juego en forma extensiva es una combinación de estrategias a^* tal que ésta se mantiene como equilibrio de Nash para cada subjuego.

4.1.1. EL MERCADO SPOT

Una vez que una PG decide voluntariamente participar en el mercado spot, debe elegir si hacerlo en el periodo pico y no pico o solo en el pico, en función de la estimación de la demanda esperada hecha por el OS . Con esa información, las PGs ofrecen su capacidad a un determinado costo. Dicho costo depende de los costos fijos, los costos variables y los costos de arranque. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y, por lo tanto, no dependen de la energía generada. Los costos variables dependen de cuánta energía se genere. Finalmente, el costo de arranque es el costo de poner a funcionar la planta. Se espera que la planta declare su costo promedio debido a que ésta será su estrategia dominante. Luego de explicar el funcionamiento de la regla de mérito, se explicará detalladamente este punto.

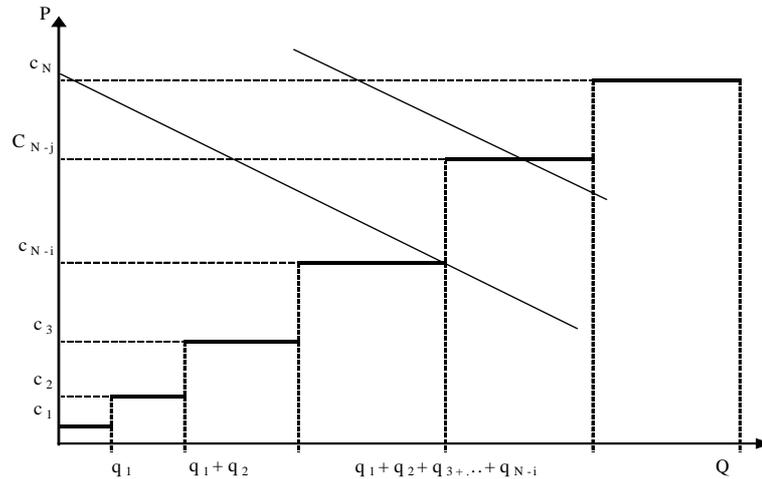
El OS ordena las ofertas de acuerdo a los costos declarados por las PGs . Así, cada generador es despachado, empezando por el de menor costo y en orden ascendente hasta que la demanda efectiva quede cubierta. El precio se determinará de acuerdo al costo de la última PG despachada. Para el periodo de demanda pico, se sigue la misma regla de despacho.

Para analizar la lógica de esta regla de despacho, consideremos el siguiente ejemplo. Existen N plantas generadoras, $n = 1, 2, \dots, N$. Cada PG tiene una capacidad generadora q_n y un costo asociado $C_n(q_n)$, $n = 1, 2, \dots, N$. Supongamos que cada PG ofrece cada unidad de capacidad a un costo c_n , el cual no necesariamente refleja sus costos verdaderos. Sin pérdida de generalidad, supongamos $c_1 < c_2 < \dots < c_N$. La capacidad que ofrecen las plantas es q_1, q_2, \dots, q_N . La función de demanda del mercado es $P = P(q)$. Por último, asumimos que esta demanda es lineal para ambos periodos.

La Gráfica 1 muestra las plantas generadoras, ordenadas de acuerdo a las ofertas realizadas. La cantidad ofrecida en el mercado es la suma de las cantidades ofrecidas por cada una de las plantas. La intersección de oferta y

demanda determina la cantidad y el precio de equilibrio. En este caso particular, el precio en el mercado de demanda no pico es $p = C_{N-i}$ y la cantidad ofrecida de equilibrio será $Q = q_1 + q_2 + \dots + q_{N-i}$.

GRÁFICA 1. ORDEN DE DESPACHO



Sin pérdida de generalidad, y para simplificar los cálculos, suponemos que $q_1 = q_2 = \dots = q_N = 1$. Cada planta debe decidir la oferta de energía para el periodo pico o para los periodos pico y no pico. Habrá N_{np} proveedores para pico y no pico, N_p para pico, N_r para el mercado de reservas de largo plazo y N_n que decidan no entrar al mercado. Así, tendremos que $N_{np} + N_p + N_r + N_n = N$. En la Gráfica 2 se representa esta arquitectura de la oferta de electricidad.

Dado que nos interesa estudiar el mercado spot, se omiten las ofertas realizadas por las N_r plantas que participan en el mercado de reservas de largo plazo.

Considerando la función de demanda y las ofertas de cada PG , se obtienen los siguientes resultados. Para el periodo de demanda no pico, el precio de equilibrio es $p_{np} = c_6$, la cantidad $Q_{np} = \sum_{n=1}^6 q_n = 6$, el excedente del productor es

$EP_n^{np} = p - c_n = c_6 - c_n$ para $n = 1, 2, \dots, 6$, y el excedente del consumidor será

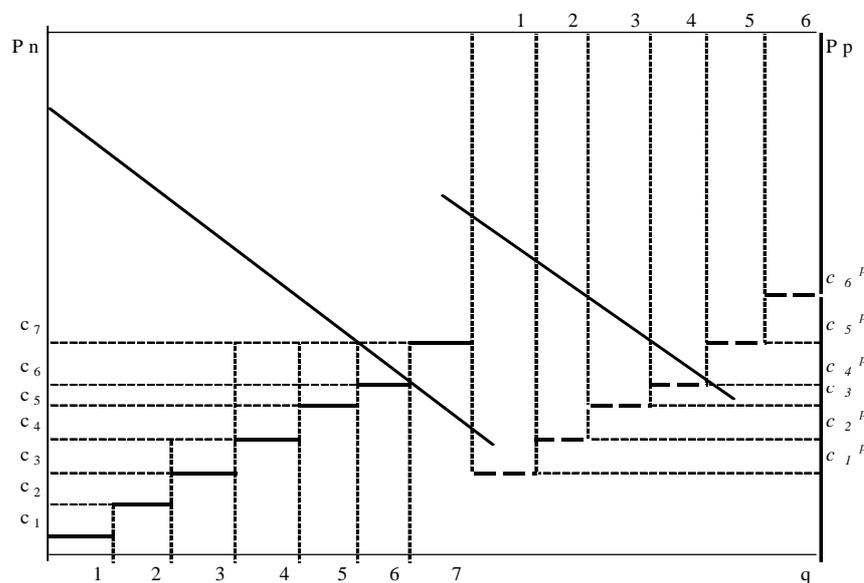
$EC_{np} = \frac{1}{2}(6)[P(0) - c_6] = 3[P(0) - c_6]$. La demanda en el periodo pico es la demanda que se tenía para el periodo no pico, más la demanda adicional que se generó. En este caso, la planta marginal será la planta 4 que solo ofrece electricidad en el periodo pico a un costo de c_4^p . Así, el precio en el periodo pico será

$p_p = \max\{c_6^{np}, c_4^p\}$. La cantidad adicional es $Q_p = \sum_{n=1}^4 q_n = 4$, por lo que la cantidad

total es $Q_p = 10$. El excedente adicional del productor es $EP_n^p = p - c_n = c_4^p - c_n$ para $n=1,2,\dots,4$, que son las plantas que solo ofrecen en el periodo pico; para las plantas que ofrecen en los periodos no pico y pico es de $PS_n^{np} = p - c_n = p_p - c_n$ para $n=1,2,\dots,6$. Finalmente, el excedente adicional del consumidor es de $EC_p = \frac{1}{2}(4)[\bar{P}(7) - c_4^p] = 2[\bar{P}(7) - c_4^p]$. La Gráfica 2 muestra estos resultados, para los dos periodos.

De lo anterior, tenemos que $p_{np} \leq p_p$, que es el resultado que se espera con esta arquitectura de Mercado.

GRÁFICA 2. RESULTADOS DEL DESPACHO



Para el caso general, tenemos lo siguiente. Sean c_m^{np} y c_m^p las ofertas de las últimas plantas despachadas en el periodo de demanda pico y no pico, respectivamente. Entonces, tendríamos que $\frac{\partial EP_i^k}{\partial c_m^k} \geq 0$ para $k = np, p$. Es decir, entre mayor (menor) es el costo de la última planta despachada, mayor (menor) será el beneficio de todas las plantas en dicho periodo. Supongamos $c_m^{np} < c_m^p$. En este caso, algunas de las plantas que ofrecen su energía para el periodo pico y no pico tendrán incentivos a ofrecerla solo para el periodo pico, pues su ganancia podría ser mayor. Así, algunas plantas decidirán moverse. Esto causará menos oferta en el periodo no pico, y más oferta en el periodo pico. La menor oferta en no pico llevará a que la demanda se satisfaga con plantas menos eficientes. Por lo tanto, subirá el costo y el precio de equilibrio. En cuanto al periodo pico, la

mayor oferta causará que el precio esté determinado por un menor costo debido a que las plantas menos eficientes quedarán afuera. Este proceso continuará hasta que ambos costos se igualen y ninguna planta tenga incentivos a moverse. Por el contrario, si $c_m^{np} > c_m^p$ el procedimiento resulta análogo. Por lo tanto, se esperaría que $c^{np} = c^p$ en equilibrio.

Así, ninguna planta tendrá incentivos a desviarse si $c^{np} = c^p$, por lo que tenemos el siguiente resultado.

Resultado: Un equilibrio de Nash de Subjuego Perfecto en este mercado será una configuración $\{N_{np}^*, N_p^*\}$ tal que $c^{np} = c^p$. Bajo estas condiciones, las *PGs* no tienen incentivos a moverse de un periodo al otro.

Por otra parte, cada planta declarará su costo medio. Supongamos que una planta decide declarar un costo mayor al medio. En ese caso se abren varias posibilidades. El costo declarado puede ser lo suficientemente alto para quedar fuera del mercado. Así, tendrá una pérdida igual a sus costos fijos y preferirá declarar sus costos verdaderos y entrar al despacho. Si queda dentro del mercado pero su costo no es el que determina el precio, estará indiferente ante declarar su costo verdadero y uno mayor. El último caso sería si su costo declarado es el que determina el precio. En ese caso la *PG* se beneficiaría, pero dado que suponemos que la *PG* no conoce los costos y las capacidades de las demás plantas, corre el riesgo de quedar fuera del mercado, con lo cual no declarará un costo medio mayor al verdadero. Con el mismo argumento podemos demostrar que la planta no declarará un costo por debajo del costo medio.

Cabe destacar que esta regla puede no cumplirse en algunos casos en la práctica. Por un lado, aquí estamos considerando sólo el submercado de generación. Si tuviésemos en cuenta al sector transmisión y hubiese congestión en algún segmento de la red, entonces podría suceder que no se despachen las plantas más baratas sino las plantas que la red de transmisión permita. Por otra parte, tampoco estamos considerando los costos de transmisión. Si la demanda está concentrada en un determinado lugar, los costos de transmisión pueden generar que se despachen plantas más caras. Por último, no se está considerando el hecho que algunas plantas puedan estar fuera de operación por mantenimiento, por circunstancias no previstas y/o fallas en la red de transmisión.

4.2. SIMULACIÓN

En esta sección se realizará la simulación de costos de la generación eléctrica en México para 2004. El objetivo es determinar cuales son los costos de generación mínimos a fin de comparar dichos resultados con la situación actual. La simulación está basada en el modelo de orden de mérito.

Los datos que se han tomado son mensuales y corresponden a 2004. La simulación se realiza en base al sistema interconectado. Es decir, se excluyen los Estados de Baja California y Baja California Sur así como otros subsistemas aislados, ya que, por razones técnicas y económicas, no tiene sentido su incorporación al sistema.

4.2.1. CAPACIDAD INSTALADA

Se tomó la capacidad instalada en MW de cada tipo de tecnología con datos de la Secretaría de Energía, de *CFE* y *LFC* para 2004. Para realizar la simulación se necesita conocer el factor de planta, que es la eficiencia con que trabaja cada *PG*. Para calcular dicho factor se consideraron los factores de planta de todas las plantas de todas las tecnologías y se realizó un promedio ponderado de acuerdo a la capacidad de cada una a fin de obtener el factor de planta promedio por tipo de tecnología. Cabe destacar que dichos datos son de 2003 para las plantas de *CFE* y *LFC* y de 2004 para los *PEEs*. Sin embargo, en el primer caso, dado que el factor de planta depende de la tecnología y de la antigüedad de la planta, no se producen grandes cambios de un año a otro. Otro tema importante a destacar es que el factor de planta puede variar de acuerdo a las condiciones climáticas. Tal es el caso de las centrales hidroeléctricas que dependen en gran medida de las lluvias experimentadas.

4.2.2. DEMANDA

Para realizar la simulación es necesario calcular la cantidad demanda de electricidad en el período pico y no pico. Para ello debemos definir la demanda de energía que se describe a través de una curva de duración de carga que mide el número de horas en el año que la demanda total está por encima o por debajo de un determinado nivel. Es decir, la demanda del *SEN* en una hora específica del año es igual a la suma de las demandas de cada área del sistema en una misma hora. Podemos clasificar los niveles de demanda en tres tipos.

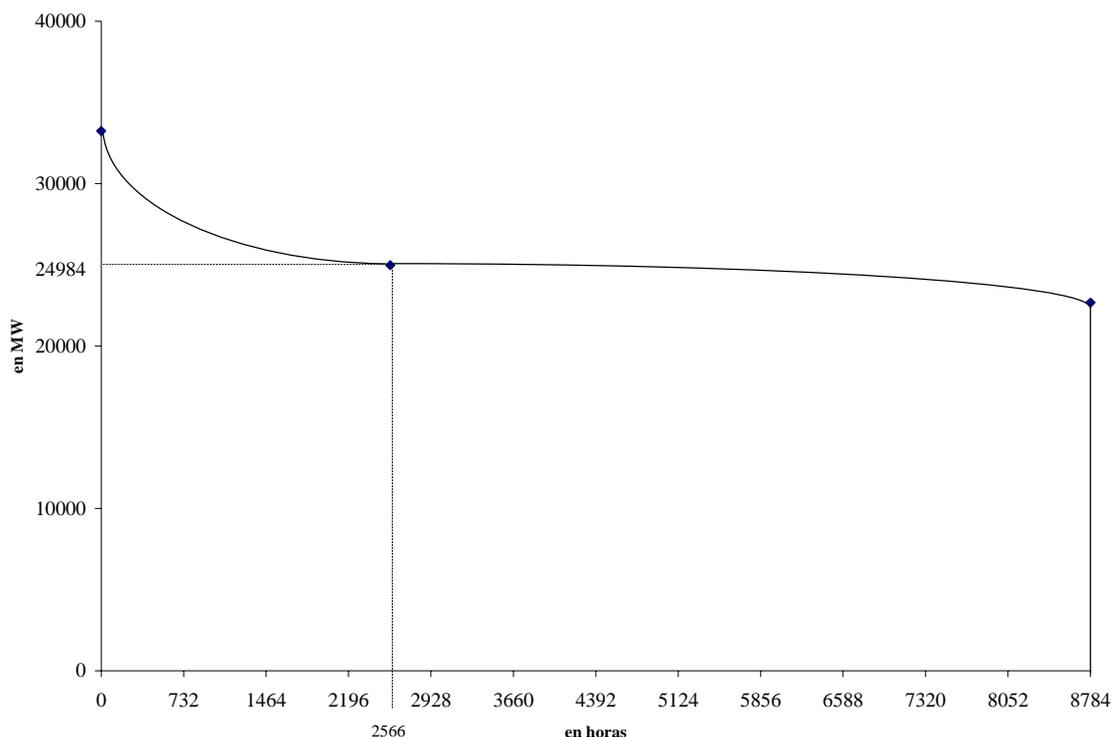
Demanda base: Es la demanda mínima del sistema y ocurre durante las 24 horas del día, todos los días del año. Se debe especialmente al consumo de electricidad para bombeo de agua y alumbrado público, al bombeo agrícola, operaciones mineras y procesos industriales intensivos.

Demanda intermedia: Es la demanda adicional a la demanda base durante algunas horas de casi todos los días del año. Se debe principalmente al consumo residencial y las actividades comerciales, así como a la operación de talleres e industrias pequeñas y medianas, al transporte público eléctrico y telecomunicaciones.

Demanda de punta: Es la demanda adicional a la intermedia durante algunas horas en algunos días del año. Se debe al consumo residencial más intensivo así como a la utilización de más electricidad por parte de comercios o actividades recreativas durante las primeras horas de la noche.

La Gráfica 3 muestra la demanda estimada para el sistema interconectado del *SEN* durante 2004. En el eje horizontal se representa el total de horas en el año. En 2004 fueron 8,784 horas correspondientes a 366 días debido a que el año fue bisiesto. En el eje vertical se representa la carga medida en MW consumida durante cada hora del año.

GRÁFICA 3. CURVA DE DURACIÓN DE CARGA 2004



La gráfica muestra que durante todas las horas del año la demanda de energía fue mayor a 22,673 MW. Durante 2,566 horas del año la demanda estuvo situada por encima de 24,984 MW y ello constituye la demanda de punta. La demanda media es la demanda situada por encima de la demanda base, es decir, por encima de 22,673 MW y termina en el punto de inflexión de la curva en donde comienza la demanda de punta. En nuestro caso, dicho punto se sitúa en las 2,566 horas.

La cantidad demandada de energía es la integral bajo esta curva. Dado que no conocemos la forma funcional exacta de la curva, el cálculo del área se realizó mediante el cálculo del área de los triángulos y cuadrados bajo la curva. Para 2004 el total fue de 212,480.47 GWh, de los cuales 187,837.06 GWh correspondieron a la demanda base, 12,179.11 GWh a la demanda intermedia y 13,546.56 GWh a la demanda de punta.

Para nuestro ejercicio de simulación, la suma de la energía demandada en el período base y medio constituirá la demanda no pico (200,016.17 GWh),

mientras que la demanda de punta es la demanda de la hora pico ya que refleja la estacionalidad diaria que experimenta el consumo de electricidad.

Los datos de demanda corresponden a la demanda total. Dado que 10% de esa demanda se satisface con el autoabastecimiento, cogeneración y capacidad que tiene *PEMEX* (ver Cuadro 2), al total de la energía demandada se le sustrajo este 10%. El resto corresponde a la demanda que satisface directamente *CFE*, *LFC* y los *PEEs*.

4.2.3. COSTOS

La simulación está hecha con los costos unitarios para 2004 provistos por *CFE* a través del Instituto Federal de Acceso a la Información Pública (*IFAI*).

4.2.4. ORDEN DE DESPACHO

Las plantas generadoras se deben ordenar de acuerdo a su costo unitario. Las plantas cuyos costos son menores son las carboeléctricas y las duales, con lo cual deben ser las primeras despachadas. Luego siguen las plantas geotermoeléctricas que también se despachan para suplir la demanda no pico. Las generadoras hidroeléctricas siguen en el orden de despacho. Sin embargo, dependiendo del tipo de aprovechamiento hidroeléctrico, parte de la capacidad instalada se utiliza en ciertas épocas del año para cubrir la demanda de potencia en las horas pico, por lo que algunas unidades sólo se despachan pocas horas al día para sustituir la generación turbogás, cuyo costo es el más caro de todas las centrales. Por orden de costos, continúan las plantas de ciclo combinado, las de vapor, la nucleoelectrica y la turbogás. Las generadoras por combustión interna no participan de la orden de despacho ya que las plantas existentes en México están ubicadas en Baja California, con lo cual no pertenecen al sistema interconectado y no las tenemos en cuenta en nuestra simulación.

4.2.5. RESULTADOS

El Cuadro 9 muestra las características de cada planta así como el orden de despacho de las mismas. La capacidad bruta es la correspondiente al mes de Enero de 2004. La generación máxima mensual es la cantidad máxima de energía que puede generar determinado tipo de tecnología dependiendo de la capacidad de la planta, del factor de planta y de la cantidad de días del mes correspondiente (en este caso son 31).

Para realizar la simulación se debe utilizar la demanda mensual, tanto en período pico como no pico a fin de determinar las plantas que deben ser despachadas y, por ende, el precio de la generación eléctrica. Dado que no se cuenta con el dato mensual de la demanda, se tomó la generación bruta de 2004

y se determinó el factor de estacionalidad de la misma, para luego aplicarlo a la demanda de energía eléctrica.

CUADRO 9. ORDEN DE DESPACHO EN 2004 DE LAS GENERADORAS ELÉCTRICAS

Tipo de Tecnología	Capacidad Bruta (en MW)	Factor de Planta	Generación máxima mensual (en GWh)	Acumulado	Costo (por KWh)	Orden de Despacho
Carboeléctrica	2,600.00	0.73	1,416.58	1,416.58	0.33	1
Dual	2,100.00	0.75	1,176.49	2,593.06	0.33	2
Geotermoelectrica	230.00	0.57	96.74	2,689.81	0.43	3
Hidroeléctrica	9,900.00	0.22	1,631.20	4,321.00	0.51	4
Ciclo Combinado (CFE y PEE's)	9,865.00	0.70	5,169.14	9,490.15	0.78	5
Vapor	14,179.00	0.58	6,154.98	15,645.13	0.93	6
Nucleoeléctrica	1,364.90	0.88	891.60	16,536.73	0.95	7
Eoloeléctrica	2.20	0.40	0.65	16,537.38	1.23	8
Turbogás	2,890.00	0.52	1,115.33	17,652.71	1.32	9
Combustión Interna	0.00	0.38	0.00	17,652.71	1.49	No Participa

Cabe aclarar que, dado que la electricidad no se puede almacenar, en cada momento del tiempo la demanda debe ser igual a la oferta. Es por ello que la estacionalidad que muestra la generación bruta es una buena aproximación a la estacionalidad mensual experimentada por la demanda¹⁰. Finalmente, se tomó el cálculo de la demanda de período pico y no pico de forma anual y se aplicaron dichos valores a cada mes. Como se aclaró antes, la demanda pico es la estacionalidad diaria que experimenta el consumo, con lo cual la proporción de demanda pico y no pico no varía de manera importante mes a mes¹¹. Los resultados de la simulación se presentan en el Cuadro 10.

Durante cada periodo de demanda, el costo será el determinado por la última planta despachada en dicho periodo. Así, el aumento en el precio de las unidades correspondientes al período pico, aumentará el precio de todas las unidades demandadas. Como se puede apreciar, existe una estacionalidad mensual en el consumo de electricidad. Los meses cuyo consumo es mayor resultan los meses de verano, es decir julio y agosto. Junio, septiembre y octubre muestran un consumo intermedio. Finalmente, los 5 primeros y los 2 últimos meses del año muestran el consumo más bajo. En dichos meses, salvo en marzo, las plantas de vapor son las últimas en ser despachadas tanto en la hora pico como en la hora no pico. En marzo, la última planta despachada es la nucleoeléctrica, con lo cual el costo de la energía en hora pico está determinada por dicha tecnología.

De junio a octubre, la última planta despachada fue la nucleoeléctrica para satisfacer la demanda no pico, y las de tecnología turbogás para cubrir la demanda pico, siendo las que determinaron el precio de la generación en los diferentes períodos.

Para los meses de mayor demanda, la capacidad instalada apenas alcanza para cubrir el consumo según nuestra simulación. Un sistema eléctrico confiable debe poseer una capacidad de generación adicional a la demanda realizada entre 6% y 9%. Ello se cumple para los meses de consumo bajo o intermedio que son los

¹⁰ Se omite el saldo de comercio exterior ya que el mismo no resulta significativo en el total después de descontar el del sistema no conectado.

¹¹ La instauración del *horario de verano* (se adelanta una hora el reloj desde abril hasta octubre) tuvo como principal objetivo que la demanda pico no sea excesiva en algunos meses.

5 primeros y los 3 últimos del año. Sin embargo, para los meses de junio, julio, agosto y septiembre la capacidad adicional de generación está por debajo del límite óptimo. En agosto, por ejemplo, la capacidad de generación supera en sólo 1% a la demanda total de dicho mes. Esto implica que, en caso de cualquier imprevisto, las necesidades eléctricas de la población no se verían satisfechas. Sucede algo similar en los meses de junio, julio y septiembre ya que el exceso de capacidad es menor a 5%.

CUADRO 10. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Mes	Demanda no pico (en GWh)	Última planta despachada en período no pico	Costo (\$) por KWh)	Demanda pico (en GWh)	Última planta despachada en período pico	Costo (\$) por KWh)	Costo Promedio (por KWh)
Ene-04	14,110	Vapor	0.93	879.29	Vapor	0.93	0.93
Feb-04	13,328	Vapor	0.93	830.55	Vapor	0.93	0.93
Mar-04	15,072	Vapor	0.93	939.25	Nucleoeléctrica	0.95	0.94
Abr-04	14,339	Vapor	0.93	893.58	Vapor	0.93	0.93
May-04	14,598	Vapor	0.93	909.69	Vapor	0.93	0.93
Jun-04	15,638	Nucleoeléctrica	0.95	974.48	Turbogás	1.32	1.06
Jul-04	16,327	Nucleoeléctrica	0.95	1,017.41	Turbogás	1.32	1.06
Ago-04	16,719	Nucleoeléctrica	0.95	1,041.86	Turbogás	1.32	1.06
Sep-04	15,571	Nucleoeléctrica	0.95	970.35	Turbogás	1.32	1.06
Oct-04	15,890	Nucleoeléctrica	0.95	990.24	Turbogás	1.32	1.06
Nov-04	14,121	Vapor	0.93	879.99	Vapor	0.93	0.93
Dic-04	14,301	Vapor	0.93	891.20	Vapor	0.93	0.93
Total	180,015			11,218			0.984

4.2.6. COMPARACIÓN CON LA GENERACIÓN BRUTA REALIZADA EN 2004

En esta sección se realizará una comparación entre los resultados obtenidos por la simulación y la generación bruta efectiva durante 2004. Ello nos permitirá obtener algunas conclusiones sobre la actual aplicación del orden de mérito por parte del Operador del Sistema del *SEN*.

El Cuadro 11 muestra la generación bruta total en 2004 por tipo de tecnología según la aplicación del modelo de la orden de mérito y la efectiva por parte de *CFE*, *LFC* y *PEEs*.

CUADRO 11. COMPARACIÓN DE RESULTADOS SIMULADOS Y REALES

Tipo de teconología	Generación de la simulación (en GWh)	Generación Bruta en 2004 (en GWh)
Carboeléctrica	16,724.74	17,883.00
Dual	13,890.14	7,915.00
Geotermoeeléctrica	1,142.18	2,921.98
Hidroeléctrica	19,827.49	25,076.00
Ciclo Combinado (CFE y PEE's)	63,497.60	63,696.30
Vapor	69,169.74	65,783.01
Nucleoeléctrica	4,696.72	9,194.00
Eoloeléctrica	3.23	6.00
Turbogás	2,280.60	2,772.00
Total	191,232.45	195,247.29

En nuestro modelo las plantas carboeléctricas funcionan todo el tiempo. Según los datos de la generación bruta de 2004, las plantas carboeléctricas han generado más energía de lo que nuestra simulación predice, de acuerdo al factor de planta declarado por *CFE*. Ello podría ser consecuencia de una sobreutilización de las dos generadoras carboeléctricas que existen en México debido a que las mismas tienen los costos de utilización más bajos. Otra explicación podría ser que los factores de planta que reporta *CFE* no sean los correctos.

En lo que se refiere a las hidroeléctricas, la generación de la simulación resulta menor a experimentada. Ello se debe a que se ha utilizado un factor de planta promedio. Sin embargo, en el caso de las hidroeléctricas el factor de planta depende en gran medida de las lluvias experimentadas. En 2003-2004 las precipitaciones fueron elevadas, lo cual implicó la mayor utilización de las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, ello no necesariamente ocurre cada año.

Las centrales de ciclo combinado han funcionado durante todos los días del año, coincidiendo el total de generación predicho por el modelo con el experimentado.

En nuestro modelo, la tecnología dual funciona todo el tiempo, mientras la generación bruta realizada en 2004 muestra que la misma fue la mitad de lo previsto. Una razón que podría explicar esto es que las centrales duales están ubicadas en la zona de mayor congestión, por lo que es posible que hayan funcionado menos de lo que habría resultado óptimo.

En lo que se refiere a las generadoras de vapor, nuestro modelo predice una utilización levemente mayor a la experimentada en la realidad. Dicha diferencia puede deberse a que se suplió la utilización de algunas generadoras de vapor por plantas hidroeléctricas debido a la buena temporada de lluvias o por la misma razón que explicamos con las duales que está relacionada con la congestión en la red de transmisión.

Las centrales nucleoeeléctricas se han utilizado más de lo previsto por nuestro modelo. La causa de esta divergencia es técnica. Las centrales nucleoeeléctricas tienen un tiempo de arranque relativamente elevado comparado con otras tecnologías. Ello implica que si el *OS* sabe que las deberá prender para satisfacer parte de la demanda pico, las mismas no responderán al instante. Es por ello que en los meses de mayor consumo en donde se sabe que se necesitará despachar las centrales nucleares en ciertas horas, el *OS* puede decidir tenerlas prendidas todo el tiempo para evitar el costo de arranque en términos de tiempo aunque el costo unitario de las mismas sea mayor.

La tecnología turbogás utilizó aproximadamente un quinto de su capacidad máxima de generación que es lo que predice nuestro modelo. Por lo tanto, es efectivamente la tecnología que se utiliza para satisfacer la demanda en la hora pico.

Finalmente, la energía generada en nuestro modelo resulta 2.1% menor a la generación bruta experimentada en 2004, lo cual puede deberse a errores de redondeo ya que la diferencia no es significativa.

Podemos concluir que el despacho por orden de mérito se cumplió en gran medida. Existen pocas divergencias con la simulación planteada. Debido a las lluvias importantes, se pudo utilizar más las centrales hidroeléctricas reemplazando el uso de otras tecnologías por cuestiones económicas (vapor), por la congestión en la red de transmisión (dual y vapor). Por cuestiones técnicas podemos explicar la divergencia que existe en la generación bruta de las nucleoeeléctricas.

4.2.7. COSTOS DE GENERACIÓN

Calculando el costo promedio anual de la generación eléctrica de nuestro modelo obtenemos como resultado que el mismo es de \$0.984 por KWh. En el Cuadro 12 podemos observar las tarifas netas de subsidios que pagan los diferentes usuarios. El Cuadro 13 muestra que parte de la misma corresponde a la generación de electricidad.

**CUADRO 12. TARIFAS PROMEDIO NETAS DE SUBSIDIOS
(Pesos corrientes por KWh)**

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Sep-04 ¹
Doméstico	1.781	1.770	1.885	1.824	1.829	2.093	2.097
Comercial	1.665	1.638	1.758	1.730	1.803	1.998	2.163
Servicios	1.386	1.376	1.478	1.518	1.528	1.679	1.686
Agrícola	1.208	1.179	1.244	1.233	1.216	1.351	1.355
Industria	0.731	0.712	0.802	0.806	0.819	0.952	1.039
Mediana Industria	0.865	0.839	0.929	0.929	0.953	1.089	1.181
Gran Industria	0.553	0.540	0.634	0.623	0.615	0.745	0.819
Promedio	1.098	1.069	1.160	1.166	1.206	1.378	1.459
CFE	0.908	0.899	0.974	0.970	0.955	1.131	1.258
LFC	1.583	1.537	1.628	1.699	1.810	1.875	1.973

¹ Se utilizaron los subsidios correspondientes a 2003 para calcularlas.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía

Como podemos observar, el costo promedio declarado por *CFE* es de \$0.948 por KWh, cifra levemente por debajo de lo estimado por nuestro modelo. Dicha diferencia se explicaría por la mayor utilización de las generadoras carboeléctricas e hidroeléctricas de lo que predice nuestro modelo, por las razones anteriormente discutidas.

Los costos de generación que pagan las diferentes clases de consumidores resultan dispares. La teoría económica nos dice que un monopolio es eficiente si el mismo puede discriminar perfectamente entre consumidores. Sin embargo, en la mayoría de los casos prácticos ello no resulta factible. Entonces, las diferentes tarifas muestran discriminación por cantidades. Es por ello que resultan más elevados los costos de generación que pagan los consumidores residenciales que los industriales. Esta diferencia también se explica por cuestiones técnicas del sector y tipo de consumidor. Dado que la industria, en general, consume energía con mayor voltaje que la que consumen los residenciales, la energía puede ser

transportada directamente de la red de transmisión hasta los puntos de consumo, sin pasar por la red de distribución, abaratando los costos totales en las tarifas.

CUADRO 13. COSTO DE GENERACIÓN SEGÚN TARIFAS
(Pesos corrientes por KWh)

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Sep-04 ¹
Doméstico	1.158	1.150	1.225	1.186	1.189	1.361	1.363
Comercial	1.082	1.065	1.143	1.125	1.172	1.299	1.406
Servicios	0.901	0.894	0.960	0.987	0.993	1.091	1.096
Agrícola	0.785	0.767	0.808	0.801	0.790	0.878	0.881
Industria	0.475	0.463	0.521	0.524	0.532	0.619	0.675
Mediana Industria	0.562	0.545	0.604	0.604	0.619	0.708	0.768
Gran Industria	0.359	0.351	0.412	0.405	0.399	0.484	0.532
Promedio	0.714	0.695	0.754	0.758	0.784	0.896	0.948
CFE	0.590	0.584	0.633	0.631	0.621	0.735	0.817
LFC	1.029	0.999	1.058	1.105	1.176	1.219	1.282

Fuente: Elaboración propia

Por último, podemos observar en el Cuadro 13 que existe una diferencia importante entre el costo promedio de generación de *CFE* y *LFC*. De hecho, el costo reportado por *LFC* resulta superior al costo unitario de la planta más cara, que es la turbogás. *LFC* cuenta con generadoras de vapor, hidroeléctricas y turbogás, en aproximadamente la misma proporción de cada una, con lo cual el costo promedio debería ser inferior al determinado por la tecnología turbogás. Los altos costos de *LFC* muestran ineficiencia en alguno de sus sectores. Sin embargo, resulta difícil especificar en cual.

5. CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó una simulación de la generación eléctrica en México tomando como referencia al modelo de orden de mérito. En dicho modelo un Operador del Sistema ordena las generadoras eléctricas de acuerdo a los costos declarados por las mismas y va despachando las diferentes plantas, empezando por las más baratas, hasta satisfacer la demanda. El precio de generación se determina de acuerdo a la última planta despachada.

Tomando la capacidad de las diferentes tecnologías, los factores de planta, y la demanda esperada en 2004 se realizó la simulación para determinar el costo mínimo de generación del Sistema Eléctrico Mexicano para dicho año. Se tomaron en cuenta factores meramente económicos, aislando ciertas cuestiones técnicas. Por otra parte, se dejó de lado la transmisión y distribución con el fin de concentrar el estudio en la generación eléctrica para poder analizar con mayor claridad el funcionamiento de dicho submercado.

De acuerdo a los resultados de la simulación, el precio de la generación eléctrica se debería determinar de acuerdo al costo de la tecnología de vapor para los meses de menor consumo. La generación con las plantas termoeléctricas convencionales es suficiente para cubrir tanto la demanda no pico como la pico. En los meses de mayor consumo, que corresponde a los meses de verano, se

utilizan las plantas nucleoelectricas para satisfacer la demanda no pico y la tecnologia de turbogás para la demanda pico. Por lo tanto, el precio de generacion resulta un promedio de estas dos ultimas. Las plantas carboelectricas, duales, geotermicas, hidroelectricas y de ciclo combinado son más baratas que las plantas antes nombradas, y están funcionando todos los días, todo el día, durante todos los meses del año.

Los resultados de la simulación resultan prácticamente iguales a los resultados reales de consumo. Con ello podemos concluir que la regla de orden de mérito se cumple en México. Por otra parte, de acuerdo a las tarifas eléctricas y a los subsidios de las mismas, se calculó el costo de generación que pagan los diferentes usuarios. El costo promedio es similar a los costos mínimos que resultaron de la simulación. Sin embargo, en promedio *LFC* muestra costos mayores a *CFE*. Ello sería consecuencia de la ineficiente operación de *LFC*. De cualquier manera, es difícil saber en que proceso o submercado sucede esto.

La simulación también nos permite obtener conclusiones en cuanto a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Mexicano. Un sistema eléctrico debe tener suficiente capacidad para responder a la demanda de energía eléctrica todo el tiempo, teniendo en cuenta fallas que puedan surgir en algunas plantas y que obliguen a las mismas a estar fuera de operación transitoriamente. Para ello, la capacidad de generación debería exceder la demanda energética entre 6% y 9%. De acuerdo a los resultados obtenidos, el Sistema Eléctrico Mexicano no resulta confiable. En los meses de mayor consumo, y en algunos meses de consumo intermedio, la capacidad máxima de generación no llega a estar por encima de 5% del consumo energético. Más aún, durante el mes de mayor consumo, que es agosto, la capacidad adicional está tan sólo 1% arriba de la demanda de electricidad. Esto implica que ante cualquier falla del sistema, las probabilidades de que el mismo colapse son altas.

Finalmente, y de acuerdo a lo anterior, cabe resaltar el siguiente punto. En la simulación hemos tomado factores de planta promedio. En el caso de la tecnología hidroeléctrica, dicho factor depende considerablemente de las lluvias. En 2003-2004, las mismas fueron abundantes con lo cual la generación bruta producida por dicha tecnología fue mayor a la predicha. Sin embargo, en un año con lluvias menores al promedio la capacidad de generación se vería aún más restringida y las probabilidades que el sistema no pueda satisfacer toda la demanda son aún mayores.

En síntesis, el despacho de generación por el orden de mérito se estaría cumpliendo de manera correcta en el Sistema Eléctrico Mexicano. Sin embargo, dado que en la actualidad la capacidad de la industria eléctrica se encuentra utilizada al máximo, existe cierta incertidumbre en cuanto a la confiabilidad del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

Arriola Valdés, Eduardo (1994). "Recursos energéticos primarios y tecnologías de generación de electricidad" en "El Sector Eléctrico en México". Comisión Federal de Electricidad y Fondo de Cultura Económica.

- Carreón Rodríguez, Víctor y Juan Rosellón, (2002). "Incentives for Expansion of Electricity Supply and Capacity Reserves in the Mexican Electricity Sector". Documento de Trabajo. Centro de Investigaciones y Docencia Económicas.
- Carreón Rodríguez, Víctor; Armando Jiménez San Vicente y Juan Rosellón (2003). "The Mexican Electricity Sector: Economic, Legal and Political Issues. Working Paper. Stanford University.
- Crew, Michael A. and Paul R Kleindorfer (1986). "The Economics of Public Utility Regulation". The MIT Press. Cambridge, Massachussets.
- Hernández Álvarez, Arturo (1994). "Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica" en "El Sector Eléctrico en México". Comisión Federal de Electricidad y Fondo de Cultura Económica.
- Llamas, Armando; Federico Miramontes, Oliver Probst, Ruth Reyna, Aníbal Morones y Manuel González (2003). "Situación del Sector Eléctrico en México". Centro de Estudios de Energía. Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.
- López-Calva, Luis F y Juan Rosellón (2001). "On the Potential Distributive Impact of Electricity Reform in Mexico". Documento de Trabajo. Centro de Investigaciones y Docencia Económicas.
- Newbery, David. M. (2000). "Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities". The MIT Press. Cambridge, Massachussets.
- Osborne, Martin J. and Ariel Rubinstein (1994). "A course in game theory". The MIT Press. Cambridge, Massachussets.
- Prieto Morales, Alberto (2001). "La industria eléctrica del futuro en México: Soluciones a un problema no planteado". Editorial Miguel Ángel Porrúa y Senado de la República.
- Rodríguez y Rodríguez, G. (1994). "Evolución de la Industria Eléctrica en México" en "El Sector Eléctrico en México". Comisión Federal de Electricidad y Fondo de Cultura Económica.
- Stoft, Steven (2002). "Power system economics: designing markets for electricity". IEEE Press. New York.

Fuentes de Información

- "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión. Generación.". Subdirección de Programación. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. Comisión Federal de Electricidad. México, 2004.
- "Informe Anual 2003". Comisión Federal de Electricidad. México, 2004.
- "Informe Luz y Fuerza 2004". Luz y Fuerza del Centro. México, 2005.
- "Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004-2013". Subdirección de Programación. Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos. Comisión Federal de Electricidad. México, 2005.
- "Prospectiva Sector Eléctrico 2003-2012". Secretaría de Energía. México, 2003.
- "Prospectiva Sector Eléctrico 2004-2013". Secretaría de Energía. México, 2004.

ANEXO 1. CENTRALES GENERADORAS POR REGIÓN GEOGRÁFICA

No.	Planta	Estado	Número de Unidades	Capacidad en MW
TOTAL			311	42,511
Noroeste Total			63	6248
10	El Novillo	Sonora	3	135
11	Comedero	Sinaloa	2	100
12	Bacurato	Sinaloa	2	92
14	Huites	Sinaloa	2	422
30	Puerto Libertad	Sonora	4	632
31	Guayamas I	Sonora	4	484
32	Mazatlán I	Sinaloa	3	616
33	Rosarito	Baja California	11	1,326
36	Topolobambo I	Sinaloa	3	360
40	Cerro Prieto	Baja California	13	720
42	Agustín Olachea	B.C.S.	3	104
51	Punta Prieta	B.C.S.	3	113
55	27 de Septiembre	Sinaloa	3	59
59	Humaya	Sinaloa	2	90
64	Hermosillo	Sonora	1	238
65	Tres Vírgenes	B.C.S.	2	10
77	Mexicali	Baja California	1	489
79	Naco Nogales	Sonora	1	258
Noreste Total			60	10,712
23	Altamira	Tamaulipas	4	800
25	Monterrey	Nuevo León	6	465
26	Río Bravo	Tamaulipas	4	520
27	Francisco Villa	Chihuahua	5	399
28	Samalayuca	Chihuahua	2	316
29	Guadalupe Victoria	Durango	2	320
38	Rio Escondido	Coahuila	4	1,200
39	Carbón II	Coahuila	4	1,400
44	Samalayuca II	Chihuahua	6	522
45	Huinalá I y II	Nuevo León	8	968
49	Gómez Palacio	Durango	3	200
66	La Amistad	Coahuila	2	66
67	Chihuahua II	Chihuahua	4	554
70	Saltillo	Coahuila	1	248
72	Rio Bravo II	Tamaulipas	1	495
73	Monterrey III	Nuevo León	1	449
74	Altamira II	Tamaulipas	1	495
75	Altamira III y IV	Tamaulipas	1	1,036
78	Chihuahua III	Chihuahua	1	259

No.	Planta	Estado	Número de Unidades	Capacidad en MW
Centro-Occidente Total			55	6,491
8	Villita	Michoacán	4	295
13	Aguamilpa	Nayarit	3	960
15	Agua Prieta	Jalisco	2	240
20	Manzanillo II	Colima	2	700
20	Manzanillo	Colima	4	1,200
21	Salamanca	Guanajuato	4	866
22	Villa de Reyes	S.L.P.	2	700
48	El Sauz	Querétaro	6	469
52	Azufres	Michoacán	14	190
54	Cupatizio	Michoacán	2	72
57	Cóbano	Michoacán	2	52
60	Tepuxtepec	Michoacán	3	60
61	Sta. Rosa	Jalisco	2	61
71	Climilla	Jalisco	4	51
76	El Sauz	Guanajuato	1	575
Centro-Occidente Total			56	4,136
9	Necaxa	Puebla	10	109
16	Zimapán	Hidalgo	2	292
17	Tula	Hidalgo	11	1,989
18	Valle de México	México	10	1,087
19	Jorge Luque	México	8	362
53	Mazatepec	Puebla	4	220
58	Humeros	Puebla	8	40
62	Patla	Puebla	3	37
Sur-Sureste Total			77	14,924
1	Angostura	Chiapas	5	900
2	M. Moreno T.	Chiapas	5	1,500
3	Malpaso	Chiapas	6	1,080
4	Peñitas	Chiapas	4	420
5	Temascal	Oaxaca	6	354
6	Caracol	Guerrero	3	600
7	Infiernillo	Guerrero	6	1,000
24	Tuxpan	Veracruz	6	2,100
34	Lerma	Campeche	4	150
35	Mérida II	Yucatán	3	198
37	F. Carrillo Puerto	Yucatán	5	295
41	Laguna Verde	Veracruz	2	1,365

No.	Planta	Estado	Número de Unidades	Capacidad en MW
43	Petalcalco	Guerrero	6	2,100
46	Campeche	Campeche	1	252
47	Dos Bocas	Veracruz	6	452
50	Poza Rica	Veracruz	3	117
56	Nachi-Cocom II	Yucatán	3	79
63	Mérida III	Yucatán	1	484
68	Tuxpan II	Veracruz	1	495
69	Tuxpan III y IV	Veracruz	1	983

Fuente: Secretaría de Energía

ANEXO 2: REGIONES DE TRANSMISIÓN

No.	Región
1	Sonora Norte
2	Sonora Sur
3	Mochis
4	Mazatlán
5	Juárez
6	Chihuahua
7	Laguna
8	Río Escondido
9	Monterrey
10	Huasteca
11	Reynosa
12	Guadalajara
13	Manzanillo
14	AGS-SLP
15	Bajío
16	Lázaro Cárdenas
17	Central
18	Oriental
19	Acapulco
20	Temascal
21	Minatitlán
22	Grijalva
23	Lerma
24	Mérida
25	Chetumal
26	Cancún
27	Mexicali
28	Tijuana
29	Ensenada
30	C. Constitución
31	La Paz
32	Cabo San Lucas

Fuente: Secretaría de Energía

ANEXO 3: ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SEN

Doméstica	1	A medidor y cuota fija
	1A	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 25° C
	1B	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 28° C
	1C	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 30° C
	1D	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 31° C
	1E	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 32° C
	1F	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 33° C
	DAC	Servicio Domestico de Alto Consumo
Alumbrado Público	5	Zonas conurbadas de Monterrey, Guadalajara y DF
	5A	Resto del país
Bombeo	6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público
Agrícola	9	Para bombeo de agua para riego en baja tensión
	9M	Para bombeo de agua para riego en media tensión
	9-CU	Para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión
	9-N	Para bombeo de agua para riego agrícola en baja o media tensión - Tarifa nocturna
Temporal	7	Para bombeo de agua para riego en baja tensión
Comercial	2	General hasta 25 kW de demanda
	3	General para más de 25 kW de demanda
Industrial	O-M	Tarifa ordinaria para general en media tensión, con demanda menor de 100 kW
	H-M	Media tensión, con demanda de 100 kW o más
	H-MC	Media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización
	HS	Alta tensión, nivel subtransmisión
	HS-L	Alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización
	HT	Alta tensión, nivel transmisión
	HT-L	Alta tensión, nivel transmisión para larga utilización
	HM-R	Respaldo para falla y mantenimiento en media tensión con una demanda de 500 kW o más
	HM-RF	Respaldo para falla en media tensión con una demanda de 500 kW o más
	HM-RM	Respaldo para mantenimiento en media tensión con una demanda de 500 kW o más
	HS-R	Respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión
	HS-RF	Respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión
	HS-RM	Respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión
	HT-R	Respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión
	HT-RF	Respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión
HT-RM	Respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión	
I-15	Servicio interrumpible con demanda de 10,000 kW o más	
I-30	Servicio interrumpible con demanda de 20,000 kW o más	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Novedades

DIVISIÓN DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA

- Casar, Ma. Amparo, *Los gobiernos sin mayoría en México: 1997-2006*, DTAP-195
- De Angoitia, Regina, *La evolución de los portales del gobierno federal: la experiencia de ocho dependencias*, DTAP-196
- Cabrero, Enrique, *De la descentralización como aspiración a la descentralización como problema*, DTAP-197
- Sour, Laura y Eunises Rosillo, *¿Cuáles son los resultados del presupuesto por resultados?*, DTAP-198
- Arellano, David y Walter Lepore, *Prevención y control de conflictos de interés: lecciones para la Administración Pública Federal en México...*, DTAP-199
- Sour, Laura y Fredy Girón, *El efecto flypaper de las transferencias intergubernamentales del ramo 28...*, DTAP-200
- Mariscal, Judith, *Convergencia tecnológica y armonización regulatoria en México: una evaluación de los instrumentos regulatorios*, DTAP-201
- Mariscal, Judith, *Market Structure in the Latin American Mobile Sector*, DTAP-202
- De Angoitia, Regina y Fernando Ramírez, *Estrategias utilizadas para minimizar costos por los usuarios de telefonía celular...*, DTAP-203
- Cejudo, Guillermo, Gilberto Sánchez y Dionisio Zabaleta, *El (casi inexistente) debate conceptual sobre la calidad del gobierno*, DTAP-204

DIVISIÓN DE ECONOMÍA

- Hernández, Kólver, *State-Dependent Nominal Rigidities & Disinflation Programs in Small Open Economies*, DTE-418
- Hernández, Kólver and Asli Leblebicioglu, *A Regime Switching Analysis of the Exchange Rate Pass-through*, DTE-419
- Ramírez, José Carlos y David Juárez, *Viejas ideas económicas con nuevas tecnologías matemáticas*, DTE-420
- Delajara, Marcelo, *Household and Community Determinants of Infants' Nutritional Status in Argentina*, DTE-421
- Villagómez, Alejandro, Robert Duval y Lucía Cerilla, *Análisis de la evolución de la matrícula de la licenciatura en economía en México, 1974-2004*, DTE-422
- Brito, Dagobert and Juan Rosellón, *Quasi-Rents and Pricing Gas in Mexico*, DTE-423
- Rosellón, Juan and Hannes Weigt, *A Dynamic Incentive Mechanism for Transmission Expansion in Electricity Networks-Theory, Modeling and Application*, DTE-424
- Smith, Ricardo, *A Monte Carlo EM Algorithm for FIML Estimation of Multivariate Endogenous Switching Models with Censored and Discrete Responses*, DTE-425
- Brito, Dagobert and Juan Rosellón, *Lumpy Investment in Regulated Natural Gas Pipelines: An Application of the Theory of The Second Best*, DTE-426
- Di Giannatale, Sonia, Patricia López y María José Roa, *Una introducción conceptual al desarrollo financiero, capital social y anonimidad: el caso de México*, DTE-427

DIVISIÓN DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

- González, Guadalupe, *Percepciones sociales sobre la migración en México y Estados Unidos: ¿hay espacios para cooperar?*, DTEI-162
- Bernhard, William y David Leblang, *Standing Tall When the Wind Shifts: Financial Market Responses to Elections, Disasters and Terrorist Attacks*, DTEI-163
- Velázquez, Rafael, *La relación entre el Ejecutivo y el Congreso en materia de política exterior durante el sexenio de Vicente Fox...*, DTEI-164
- Ruano, Lorena, *De la exaltación al tedio: las relaciones entre México y la Unión Europea...*, DTEI-165
- Martínez, Ferrán e Ignacio Lago Peñas, *Why new Parties? Changes in the number of Parties over time within Countries*, DTEI-166
- Sotomayor, Arturo, *México y la ONU en momentos de transición: entre el activismo internacional, parálisis interna y crisis internacional*, DTEI-167
- Velasco, Jesús, *Acuerdo migratorio: la debilidad de la esperanza*, DTEI-168
- Velázquez, Rafael y Roberto Domínguez, *Relaciones México-Unión Europea: una evaluación general en el sexenio del presidente Vicente Fox*, DTEI-169
- Martínez i Coma, Ferrán e Ignacio Lago Peñas, *¿Qué piensan los mexicanos de los Estados Unidos?*, DTEI-170
- Velasco, Jesús, *Lou Dobbs and the Rise of Modern Nativism*, DTEI-171

DIVISIÓN DE ESTUDIOS JURÍDICOS

- López, Sergio y Posadas Alejandro, *Las pruebas de daño e interés público en materia de acceso a la información. Una perspectiva comparada*, DTEJ-18
- Magaloni, Ana Laura, *¿Cómo estudiar el derecho desde una perspectiva dinámica?*, DTEJ-19
- Fondevila, Gustavo, *Cumplimiento de normativa y satisfacción laboral: un estudio de impacto en México*, DTEJ-20
- Posadas, Alejandro, *La educación jurídica en el CIDE (México). El adecuado balance entre la innovación y la tradición*, DTEJ-21
- Ingram, Matthew C., *Judicial Politics in the Mexican States: Theoretical and Methodological Foundations*, DTEJ-22
- Fondevila, Gustavo e Ingram Matthew, *Detención y uso de la fuerza*, DTEJ-23
- Magaloni, Ana Laura y Ana María Ibarra Olguín, *La configuración jurisprudencial de los derechos fundamentales...*, DTEJ-24
- Magaloni, Ana Laura, *¿Por qué la Suprema Corte no ha sido un instrumento para la defensa de derechos fundamentales?*, DTEJ-25
- Magaloni, Ana Laura, *Arbitrariedad e ineficiencia de la procuración de justicia: dos caras de la misma moneda*, DTEJ-26
- Ibarra, Ana María, *Los artificios de la Dogmática Jurídica*, DTEJ-27

DIVISIÓN DE ESTUDIOS POLÍTICOS

- Lehoucq, Fabrice, *Why is Structural Reform Stagnating in Mexico? Policy Reform Episodes from Salinas to Fox*, DTEP-195
- Benton, Allyson, *Latin America's (Legal) Subnational Authoritarian Enclaves: The Case of Mexico*, DTEP-196
- Hacker, Casiano y Jeffrey Thomas, *An Antitrust Theory of Group Recognition*, DTEP-197
- Hacker, Casiano y Jeffrey Thomas, *Operationalizing and Reconstructing the Theory of Nationalism*, DTEP-198
- Langston, Joy y Allyson Benton, *"A ras de suelo": Candidate Appearances and Events in Mexico's Presidential Campaign*, DTEP-199
- Negretto, Gabriel, *The Durability of Constitutions in Changing Environments...*, DTEP-200
- Langston, Joy, *Hasta en las mejores familias: Madrazo and the PRI in the 2006 Presidential Elections*, DTEP-201
- Schedler, Andreas, *Protest Beats Manipulation. Exploring Sources of Interparty Competition under Competitive and Hegemonic Authoritarianism*, DTEP-202
- Villagómez, Alejandro y Jennifer Farias, *Análisis de la evolución de la matrícula de las licenciaturas en CP, AP y RI en México, 1974-2004*, DTEP-203
- Ríos, Julio, *Judicial Institutions and Corruption Control*, DTEP-204

DIVISIÓN DE HISTORIA

- Barrón, Luis, *Revolucionarios sí, pero Revolución no*, DTH-44
- Pipitone, Ugo, *Oaxaca: comunidad, instituciones, vanguardias*, DTH-45
- Barrón, Luis, *Venustiano Carranza: un político porfiriano en la Revolución*, DTH-46
- Tenorio, Mauricio y Laurencio Sanguino, *Orígenes de una ciudad mexicana: Chicago y la ciencia del Mexican Problem (1900-1930)*, DTH-47
- Rojas, Rafael, *José María Heredia y la tradición republicana*, DTH-48
- Rojas, Rafael, *Traductores de la libertad: el americanismo de los primeros republicanos*, DTH-49
- Sánchez, Mónica Judith, *History vs. the Eternal Present or Liberal Individualism and the Morality of Compassion and Trust*, DTH-50
- Medina, Luis, *Salida: los años de Zedillo*, DTH-51
- Sauter, Michael, *The Edict on Religion of 1788 and the Statistics of Public Discussion in Prussia*, DTH-52
- Sauter, Michael, *Conscience and the Rhetoric of Freedom: Fichte's Reaction to the Edict on Religion*, DTH-53

Ventas

El CIDE es una institución de educación superior especializada particularmente en las disciplinas de Economía, Administración Pública, Estudios Internacionales, Estudios Políticos, Historia y Estudios Jurídicos. El Centro publica, como producto del ejercicio intelectual de sus investigadores, libros, documentos de trabajo, y cuatro revistas especializadas: *Gestión y Política Pública*, *Política y Gobierno*, *Economía Mexicana Nueva Época* e *Istor*.

Para adquirir cualquiera de estas publicaciones, le ofrecemos las siguientes opciones:

VENTAS DIRECTAS:	VENTAS EN LÍNEA:
Tel. Directo: 5081-4003 Tel: 5727-9800 Ext. 6094 y 6091 Fax: 5727 9800 Ext. 6314 Av. Constituyentes 1046, 1er piso, Col. Lomas Altas, Del. Álvaro Obregón, 11950, México, D.F.	Librería virtual: www.e-cide.com Dudas y comentarios: publicaciones@cide.edu

¡¡Colecciones completas!!

Adquiere los CDs de las colecciones completas de los documentos de trabajo de todas las divisiones académicas del CIDE: Economía, Administración Pública, Estudios Internacionales, Estudios Políticos, Historia y Estudios Jurídicos.



¡Nuevo! ¡¡Arma tu CD!!



Visita nuestra Librería Virtual www.e-cide.com y selecciona entre 10 y 20 documentos de trabajo. A partir de tu lista te enviaremos un CD con los documentos que elegiste.