ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Martínez Chombo, Eduardo

Working Paper

Fuentes de sobre-costos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas en México

Working Papers, No. 2009-07

Provided in Cooperation with:
Bank of Mexico, Mexico City

Suggested Citation: Martínez Chombo, Eduardo (2009) : Fuentes de sobre-costos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas en México, Working Papers, No. 2009-07, Banco de México, Ciudad de México

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/83693

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Banco de México

Documentos de Investigación

Banco de México

Working Papers

N° 2009-07

Fuentes de Sobre-Costos y Distorsiones en las Empresas Eléctricas Públicas en México

Eduardo Martínez Chombo
Banco de México y Colegio de México

Agosto 2009

La serie de Documentos de Investigación del Banco de México divulga resultados preliminares de trabajos de investigación económica realizados en el Banco de México con la finalidad de propiciar el intercambio y debate de ideas. El contenido de los Documentos de Investigación, así como las conclusiones que de ellos se derivan, son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente las del Banco de México.

The Working Papers series of Banco de México disseminates preliminary results of economic research conducted at Banco de México in order to promote the exchange and debate of ideas. The views and conclusions presented in the Working Papers are exclusively the responsibility of the authors and do not necessarily reflect those of Banco de México.

Documento de Investigación
2009-07

Working Paper
2009-07

Fuentes de Sobre-Costos y Distorsiones en las Empresas Eléctricas Públicas en México

Eduardo Martínez Chombo[†]
Banco de México y Colegio de México

Resumen
En este artículo se describen y se tratan de cuantificar los efectos de algunos de los principales factores que han incidido en los costos de las empresas eléctricas públicas en México (pérdidas de energía, combustibles y laborales). Se destaca que el impacto del incremento del precio de los combustibles sobre los costos totales de las empresas eléctricas públicas en los últimos años ha sido importante. Sin embargo, también se destaca que el costo de las pérdidas de energía y el "sobre-costo" laboral son significativos y comparables, en conjunto, al impacto del incremento del precio de los combustibles. Asimismo, se describe la estructura de subsidios cruzados de la industria, señalándose que ésta es compleja y que dificulta la evaluación del desempeño de dichas empresas.
Palabras Clave: sector eléctrico, empresas eléctricas públicas, subsidios, pérdidas de energía, costo laboral, CFE, LyFC.

Abstract
This paper describes and tries to quantify the effects of some factors that have affected costs of state owned electric utilities in Mexico (energy losses, fuel and labor). It is noted that the impact of the increases in fuel prices on the electric utilities' total cost in the last years has been important. However, the "over-cost" associated to energy losses and labor is also significant and comparable to the impact of the increase in fuel prices. The structure of cross subsidies in the industry is also described, pointing out that it is complex and makes the performance evaluation of the state owned electric utilities difficult.
Keywords: electricity sector, state-owned utility, energy losses, CFE, LyFC. .
Clasificación JEL: H54, Q48.

[†] Dirección General de Investigación Económica. Email: emchombo@banxico.org.mx. El Colegio de México. Email: eduardo.martínez@colmex.mx

1. Introducción

En la literatura de desarrollo económico, a la electricidad, junto con otras tecnologías que funcionan a través de redes (por ejemplo, las Tecnologías de la Información y de las Comunicaciones (TIC)), se le clasifica como "Tecnología de uso generalizado" (Bresnahan y Trajtenberg (1995), Helpman (1998)).[1] De acuerdo a la caracterización de Lipsey *et al.* (1998), estas tecnologías se caracterizan por tener: i) un amplio campo para su desarrollo y mejora, ii) una amplia utilización en diferentes sectores, iii) un amplio uso en productos y procesos, y iv) una fuerte complementariedad con tecnologías existentes o por desarrollar.

En los últimos 25 años, el avance tecnológico en la industria eléctrica ha sido importante, desde avances en los segmentos de generación, transmisión y distribución, propios de esta industria, hasta mejoras tecnológicas aplicables a la medición y facturación del consumo eléctrico. El impacto de estos avances, en términos de costos y seguridad del suministro, aunado al incremento y volatilidad en los costos de los combustibles primarios (petróleo y gas), y a la convergencia del sector con el de las telecomunicaciones, son algunos de los factores que han dado gran relevancia a esta industria en el desarrollo de las economías.[2]

Diversos países han reestructurado su industria eléctrica con el propósito de sacar ventaja de los avances tecnológicos para reducir los costos de la electricidad y mejorar la calidad del abastecimiento de la energía. Algunos países en desarrollo también han visto a la reestructuración de la industria como una oportunidad para mitigar los problemas presupuestales que enfrentan sus gobiernos (ver Newbery (1999, 2002), Jamasb *et al.* (2005) y Besant-Jones (2006)). Un común denominador de dichas reformas ha sido el permitir la participación privada en el abastecimiento de energía como medio para atraer inversiones en nuevas tecnologías e introducir competencia en el sector, aun en situaciones en que el sector público es el predominante (es el caso, por ejemplo, de Francia[3]). Así, hoy en día la calidad de la infraestructura eléctrica, su abastecimiento garantizado, y la calidad y precio de este insumo se han convertido en parámetros que sirven para medir la competitividad entre los países (ver

[1] Las tecnologías de la información se refieren a la Informática y equipos de computación, además de los servicios de telecomunicaciones.

[2] La convergencia del sector con el de las telecomunicaciones se está materializando con el uso de la infraestructura de la industria eléctrica para prestar servicios de telecomunicación a terceros; por ejemplo, el uso de la red de fibra óptica para prestar servicios de telecomunicaciones y el desarrollo de la tecnología "Power Line Comunication" (PLC), de servicio de banda ancha a través del cableado de la red eléctrica de distribución.

[3] Ver Glachant y Finon (2005), para una revisión de la situación del mercado eléctrico francés.

The Global Competitiveness Report, 2008-2009, y el World Competitiveness Yearbook, 2007, por ejemplo).

Ante este panorama del sector y la participación de México en la economía mundial, se hace ineludible la preocupación por asegurar que las dos empresas eléctricas públicas mexicanas, Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC), encargadas del abastecimiento público de energía eléctrica, estén encaminadas a proveer un servicio que impulse la competitividad del país y favorezca el desarrollo de otros sectores.[4] En este sentido, el presente trabajo trata de contribuir a este importante tema analizando el desempeño de CFE y LyFC, señalando algunos de los factores que inciden en los costos de estas empresas y describiendo parte de la compleja estructura de subsidios existentes en la industria.[5]

En la literatura son conocidos los problemas de eficiencia que enfrentan las empresas públicas (ver por ejemplo Shleifer (1998), que hace un recuento de dichos problemas). Con base en argumentos que consideran la propiedad de los activos, Alchain y Demsetz (1972) señalan los problemas de incentivos que enfrentan los administradores que no pueden reclamar todos los beneficios de sus acciones (problema agente-principal). Por su parte, Hart *et al.* (1997) al considerar dos tipos de incentivos a invertir, aquéllos que reducen costos y aquéllos que mejoran la calidad o innovación, encuentran que cuando los bienes son públicos los administradores tienen incentivos muy débiles para realizar cualquiera de estas inversiones. También existe la posibilidad de que las empresas públicas enfrenten múltiples objetivos además de los de eficiencia: sociales, de tipo político o personales de los administradores. En dicho contexto, los problemas de costo y calidad son mayores si limitan el campo de acción para llevar a cabo mejoras en el servicio, incidiendo así en el bienestar social. Así, por ejemplo, Gordon (2003) sugiere que el interés del gobierno por alcanzar objetivos de redistribución del ingreso a través de las empresas públicas explica en parte la alta intensidad laboral en dichas empresas.

En México, en particular, las empresas eléctricas públicas parecen enfrentar un esquema de incentivos que dificulta la reducción de costos y la búsqueda de una mejor calidad del servicio eléctrico. En principio, no existe una relación directa entre los costos de operación, no

[4] De acuerdo a las leyes mexicanas el Estado tiene la exclusividad de proveer el servicio público de energía eléctrica a través de sus empresas eléctricas públicas. Se permite la participación privada vía la figura de los Productores Independientes de Energía, los cuales venden, en exclusividad, su energía a CFE a través de contratos de compra-venta a largo plazo.

[5] Toda la información utilizada en la elaboración de este trabajo se obtuvo de bases de datos públicas o, como se indica en algunos casos, a través de solicitudes de información al Instituto Federal de Acceso a la Información Pública (IFAI) y está disponible a través del autor.

asociados al costo de los combustibles y del capital, y los ingresos por venta de energía de las empresas eléctricas públicas. Por una parte, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) fija las tarifas eléctricas.[6] Por otra parte, no existe un organismo independiente con capacidad técnica y de acceso a información, que supervise los costos en los que incurren las empresas eléctricas públicas. En este sentido, resulta relevante que en el estudio comparativo a nivel internacional de Brophy y Pollit (2009) sobre las prácticas de evaluación del desempeño de las empresas eléctricas, México resulta con una calificación de cero en una escala de 0 a 8, donde ocho se define como la mejor práctica regulatoria. Así, bajo el esquema vigente, la diferencia entre costos e ingresos de las empresas eléctricas públicas son cubiertos por el Gobierno Federal por medio de transferencias, creándose implícitamente un esquema de incentivos que dificultan un uso eficiente de los recursos. Así, de acuerdo a cifras oficiales, en el periodo 2000-2008 las transferencias del Gobierno Federal a las empresas eléctricas públicas representaron alrededor del 1% del PIB (en 2008 representaron el 1.1%).[7] Este monto es suficientemente elevado como para justificar la discusión sobre el desempeño de estas empresas.

Si bien el incremento en los precios de los combustibles primarios en los últimos años es un factor importante que ha presionado al alza los costos y, por lo tanto, las tarifas eléctricas, éste no es el único factor de presión de costos en las empresas eléctricas públicas en México. En este estudio se describen, en forma no exhaustiva, algunos de los principales factores que inciden en estos costos, los cuales podríamos agrupar en tres grandes rubros: i) pérdidas de energía, ii) costos de combustible, y iii) costos laborales.[8] En cada caso, para detectar posibles costos en exceso a lo que se esperaría si las empresas eléctricas públicas se manejaran en forma eficiente, costos en exceso a los que llamaremos "sobre-costos," se comparan indicadores de las empresas eléctricas públicas con respecto al de otras empresas eléctricas similares, al de otros sectores o a metas del nivel de los indicadores que en cierto momento se anunciaron como niveles factibles, pero que hasta el momento no se han alcanzado. En los ejercicios comparativos que se muestran en este trabajo se toma 2007 como año de referencia

[6] El artículo 30 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, señala que "La venta de energía eléctrica se regirá por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público." El artículo 31 de la misma ley también menciona que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías Energía y la Secretaría de Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, "…fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía."

[7] Fuente: PIB nominal, Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI); Transferencias, Anexo Estadístico al 2° informe de Gobierno, 2008.

[8] Otra fuente de costos que enfrentan las empresas eléctricas públicas son los costos de capital. En el presente trabajo este tema no se aborda.

dada la disponibilidad de la información hasta el momento. Cabe mencionar que en el presente trabajo no se realiza un análisis comparativo exhaustivo entre empresas eléctricas, como es el caso, por ejemplo, del estudio de Estache, *et al.* (2004).[9] Los ejercicios comparativos con otras empresas que se presentan aquí son comparaciones de indicadores de pérdidas de energía y de productividad laboral, los cuales se deben de entender como una primera aproximación para la construcción de un marco de referencia que sirva para evaluar a las empresas eléctricas públicas. A pesar de las posibles limitaciones de este procedimiento, los resultados de dicha comparación señalan diferencias de gran magnitud entre la operación de CFE y LyFC respecto a las empresas eléctricas de otros países, lo que sugiere serios problemas en estos rubros.

Como se mostrará, los "sobre-costos" estimados asociados a las pérdidas de energía y a aspectos laborales representan en forma agregada un monto significativo del costo total del suministro eléctrico, lo que apunta a que las mejoras que se requieren para la reducción de los costos en las empresas públicas son múltiples y requieren atención en varios frentes. Cabe señalar que las estimaciones de costo presentadas en el estudio no consideran costos diferentes a los registrados contablemente por las empresas públicas, como podrían ser los costos sociales y ambientales que enfrenta el país por tener un suministro eléctrico como el actual.

En la siguiente sección se presentan una comparación internacional utilizando algunos indicadores de calidad y precio de la electricidad que contextualizan la situación en México. En la tercera sección se aborda el problema de las pérdidas de energía eléctrica como un problema de control de costos de las empresas eléctricas públicas en México. En la cuarta sección se trata de cuantificar el efecto del incremento en los precios de los combustibles sobre el costo total del suministro público de electricidad en los últimos años, mientras que en la quinta sección se abordan los problemas de costos asociados al factor trabajo, es decir a los costos laborales. Parte de la estructura de transferencias entre los diferentes agentes económicos que participan en el sector, la cual surge en parte por las presiones de los "sobre-costos" en las empresas públicas, se describe en la sexta sección. Finalmente, en la última sección, se concluye.

Cabe señalar que el presente trabajo se limita a los temas antes mencionados, por lo que no pretende ser un diagnóstico completo del sector eléctrico, ni evaluar la estructura de gobierno

[9] Estache, *et al.* (2004) presentan un análisis comparativo de eficiencia entre empresas distribuidoras de electricidad en Sudamérica donde se controla por características de las empresas, factores del entorno económico y factores ambientales.

de las empresas eléctricas públicas. Algunos temas más específicos, como son el impacto de las nuevas tecnologías sobre el sector y su relación con otros sectores, tampoco son abordados.

2. Calidad y precio del servicio eléctrico

Para dimensionar el problema del abastecimiento de electricidad en nuestro país, se presentan a continuación comparaciones internacionales de indicadores de calidad y precio del servicio eléctrico.

2.1 Calidad del servicio

En 2007, la Secretaría de Economía y el Banco de México levantaron una encuesta entre empresas con inversión extranjera directa (IED). Además de estimar niveles de inversión, esta encuesta tuvo como fin evaluar diversos aspectos de la competitividad del país, entre ellos los referentes al servicio eléctrico.[10] Los resultados de la encuesta sugieren que los problemas del servicio eléctrico van más allá de las elevadas tarifas: el 54% de las empresas señalaron que sufren cambios de voltaje o la interrupción frecuente del servicio eléctrico, siendo las empresas de servicios las más afectadas (67% de las empresas señalaron este problema).[11] El 52% de las empresas con proyectos de ampliación o de instalación de nuevas plantas de producción señalaron que tuvieron problemas de suministro y/o el costo de conexión a la red eléctrica fue excesivo;[12] estos problemas fueron percibidos mayormente por las empresas de servicios (68% de las empresas) y por las empresas automotrices (cinco de las seis armadoras consideradas en la muestra).

La baja calidad del servicio eléctrico origina una diversidad de costos adicionales. Entre los más importantes se encuentran los relacionados a la afectación de la producción y a la adquisición de equipo adicional para garantizar la calidad del flujo eléctrico (así, por ejemplo, el 23.5% de las empresas encuestadas indicó contar con una planta de autoabastecimiento de

[10] La encuesta se levantó entre mayo y junio de 2007, con la participación de 202 empresas en el país con inversión extranjera directa (IED). Un reporte de los resultados de la encuesta se puede encontrar en el "Informe sobre la Inflación, Abril- Junio 2007", Banco de México, http://www.banxico.org.mx/publicaciones/JSP/b_informeInflacion.jsp.

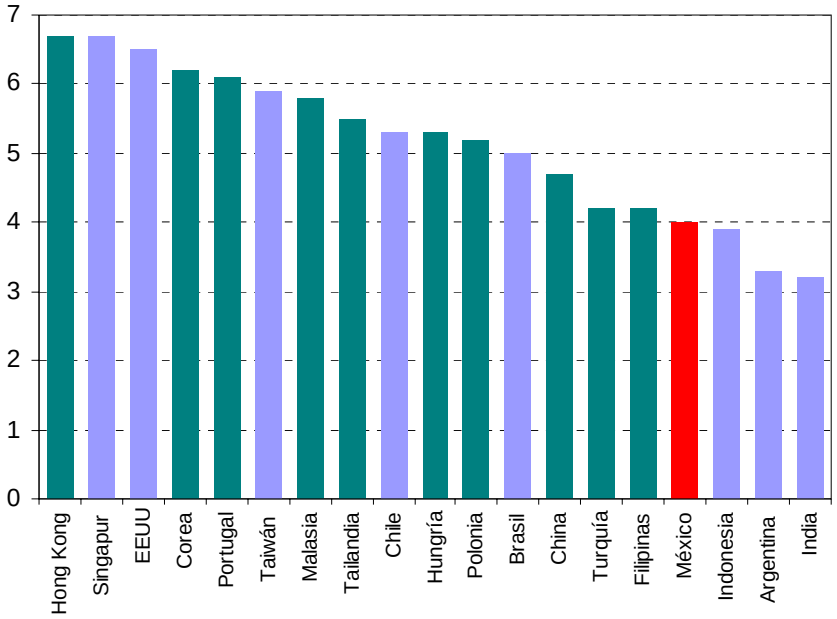
[11] La pregunta de la encuesta fue "¿Cómo es el servicio público de suministro de energía eléctrica que recibe la empresa?". Las opciones con sus porcentajes de respuesta fueron: a) Sin problemas de suministro y voltaje, 46%; b) Interrupción frecuente del suministro, 12%; c) Frecuentes cambios de voltaje, 30%; y d) Problemas frecuentes de suministro y voltaje, 12%.

[12] La pregunta de la encuesta fue "Cuando la empresa ha ampliado su planta de producción o abierto nuevas plantas ha habido problemas de:". Las opciones con el porcentaje de respuesta fueron: a) Sin problemas de suministro, 48%; b) Falta de capacidad de suministro, 15%; c) Excesivo costo para la conexión a la red pública, 20%; y d) Excesivo costo de conexión y falta de capacidad de suministro, 17%.

electricidad, en tanto que el 37% afirmó tener plantas eléctricas de respaldo). Adicionalmente, las empresas incurren en problemas relacionados con la pérdida de producción e información, así como incumplimiento con los clientes.

De igual forma, algunos indicadores internacionales también sugieren problemas en el sector. De acuerdo al Índice de la Calidad de la Electricidad publicado por el Foro Económico Mundial en su reporte anual de competitividad (The Global Competitiveness Report, 2008-2009),[13] México se encuentra relegado en términos de la calidad del servicio eléctrico con respecto a algunos países con los que compite internacionalmente, como Corea, Hungría, Portugal y Turquía (para la identificación de los países con los que compite México en el mercado mundial, ver Chiquiar, *et al.* (2007)).[14]

Gráfica 1: Índice internacional de la calidad del servicio eléctrico, 2008-2009
(Escala de 1 a 7, mayor valor indica mayor calidad del servicio)



Nota: Barras obscuras representan países competidores de México, de acuerdo con la similitud de las ventajas comparativas entre los países, calculada con la correlación de rango de Spearman entre las ventajas comparativas reveladas de México y cada país para el periodo 1996-2004. Ver Chiquiar, *et al.* (2007).
Fuente: The Global Competitiveness Report, 2008-2009 WEF.

[13] Para el índice de calidad, el tipo de pregunta cualitativa que se hace a las empresas en el país analizado es la siguiente: "The quality of electricity supply in your country (lack of interruptions and lack of voltage fluctuations) is (1 = worse than in most other countries, 7 = meets the highest standards in the world)". The Global Competitiveness Report, 2008-2009 WEF.

[14] Se consideran países competidores de México por la similitud de sus ventajas comparativas, calculada con la correlación de rango de Spearman entre las ventajas relativas reveladas de México y las de cada país para el periodo 1996-2004. Ver Chiquiar, *et al.* (2007).

2.2 Comparativo internacional de precios de la electricidad

Desde principios de la presente década, los precios medios de la electricidad en México han superado los niveles de Estados Unidos. Esto, después de que por 25 años sus niveles se mantuvieron por debajo de los niveles prevalecientes en el vecino país.[15] Para 2007, el precio medio de la electricidad en el país superó en alrededor del 18% el precio medio en EE.UU.; para 2008 la diferencia ascendía a 25%. [16]

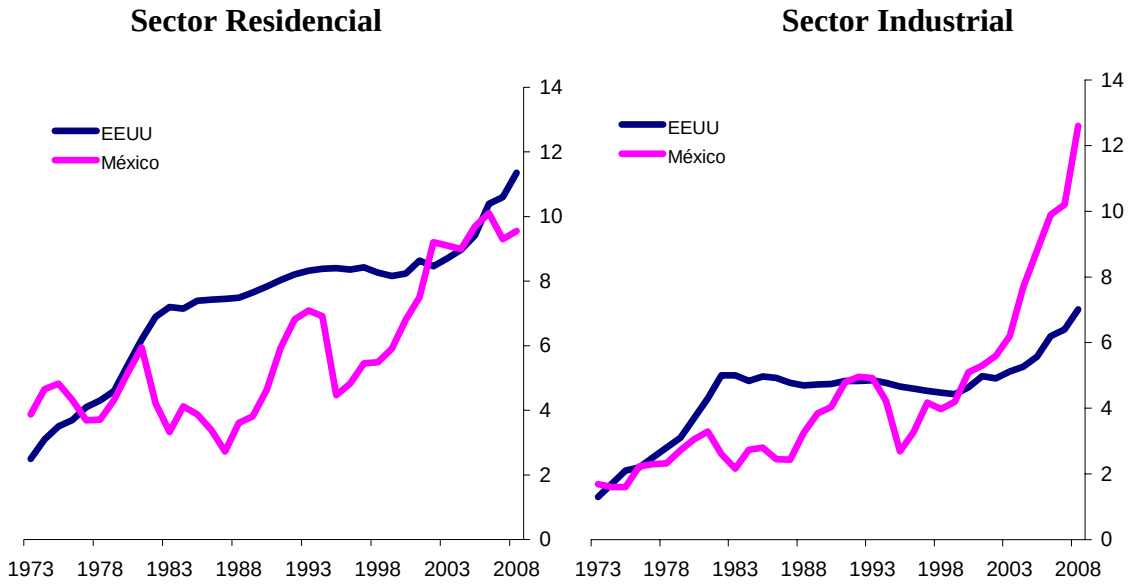
Si se consideran los precios medios para los sectores residencial e industrial (ver Gráfica 2), se puede observar que existen fuertes diferencias sectoriales en el comportamiento de los precios de la energía. Mientras que en el sector residencial la política de contención de tarifas por parte del Gobierno Federal ha colocado el precio medio de la electricidad en niveles por debajo de los prevalecientes en EE.UU., e incluso entre los niveles más bajos de los países de la OCDE, en el sector industrial el panorama es diferente. En 2007, el precio medio en México para el sector industrial llegó a ser 59% mayor que el nivel alcanzado en EE.UU. mientras que para 2008 esta diferencia se acercaba a un 80%. Además, el precio medio de la electricidad para la industria en México se colocó por arriba del promedio de los países miembros de la OCDE en esos años.[17]

[15] Los precios medios se obtienen de la división de los ingresos por venta de electricidad entre la cantidad de energía vendida (kwh). Como medida general del nivel de precios de la electricidad, ésta no refleja distorsiones en las tarifas horarias, diferencias entre sectores, ni la existencia de otros costos para los usuarios, como pueden ser los costos de conexión a la red eléctrica y los asociados a la calidad del servicio.

[16] Fuente: Energy Prices & Taxes, First Quarter 2009, Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), OCDE.

[17] Fuente: Energy Prices & Taxes, First Quarter 2009, Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), OCDE.

Gráfica 2. Precios medios de la electricidad México-EE.UU., 1973-2008
(Centavos de dólar por kWh)



Fuente: Periodo 2000 a 2008, Energy Prices & Taxes, First Quarter 2009, Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), OCDE. Años anteriores, cálculo con información de CFE y de la Agencia de Información de Energía (EIA, por su siglas en inglés) de EE.UU.

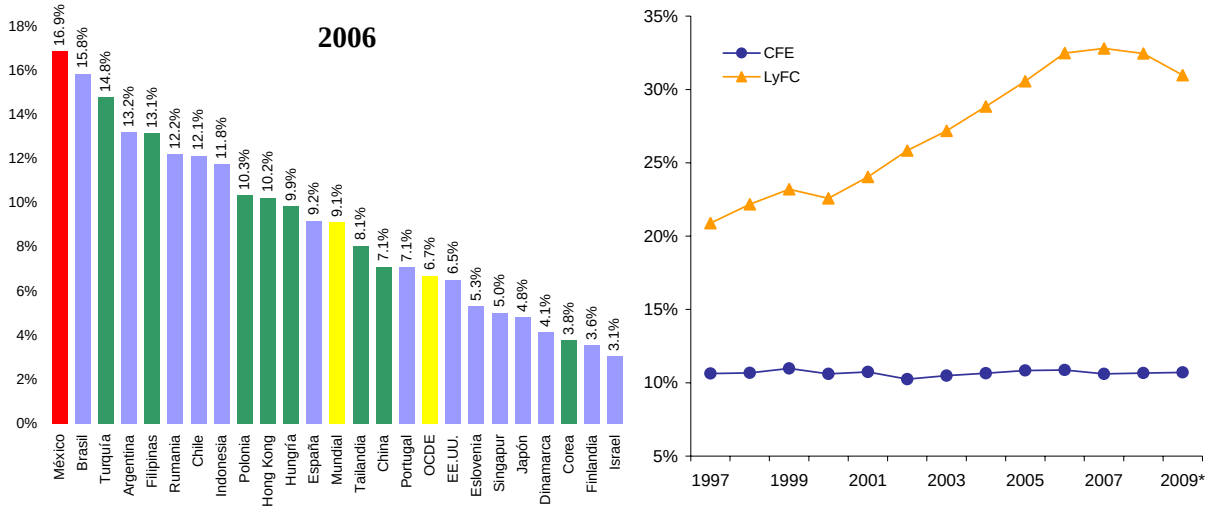
Así, mientras que la calidad del servicio eléctrico en el país se encuentra rezagada con respecto al de otros países, el costo de la electricidad para la industria es relativamente elevado. La situación anterior debería colocar a la pérdida de competitividad asociada al costo de la energía eléctrica como uno de los temas a discusión en la agenda económica.

3. Pérdidas de energía

En esta sección se aborda el problema de las pérdidas de energía eléctrica y su incidencia en los costos totales, como ejemplo de los problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas en México.

Las pérdidas de energía representan costos adicionales para el suministro eléctrico que son pagados directamente por los usuarios, vía tarifas, o indirectamente por los contribuyentes, vía impuestos (subsidios). En México, estas pérdidas se incrementaron en la última década, principalmente en la zona de influencia de LyFC. Comparado con otros países, la industria eléctrica en México tiene las mayores pérdidas entre los países de la OCDE y se compara desfavorablemente con respecto a otros países con los que compite en el mercado internacional (ver Gráfica 3).

Gráfica 3. Pérdidas de electricidad, comparativo
(% respecto a la energía inyectada a la red de transmisión-distribución)



* Datos a mayo de 2009.
Nota: OCDE incluye 30 países. Mundial, 137 países. Pérdidas en India, 27%. Barra roja representa a México, barras verdes representan países competidores de México, de acuerdo con la similitud de las ventajas comparativas entre los países, calculada con la correlación de rango de Spearman entre las ventajas comparativas reveladas de México y cada país para el periodo 1996-2004. Ver Chiquiar, *et al.* (2007).
Fuente: Datos internacionales, estimación con datos de Oferta y Pérdidas de Electricidad de Electricity Information, 2008, AIE/OCDE. Datos de CFE y LyFC, SENER.

Los costos del suministro eléctrico y el nivel de los subsidios se ven afectados por las elevadas pérdidas de energía, las cuales incluyen tanto pérdidas técnicas (pérdidas en la red eléctrica por calentamiento de la red o equipo) como pérdidas no técnicas (por alteraciones a medidores, tomas clandestinas, facturación alterada y toma errónea de consumo, por ejemplo).[18] En particular, una parte importante del costo de la energía en LyFC se explica precisamente por los altos niveles de pérdidas no técnicas. En siete años, de 2000 a 2007, el porcentaje de pérdidas por este concepto en LyFC se incrementó de 11.9 a 18.9%. Por el contrario, en CFE dichas pérdidas han disminuido (de 3.1% a 2%) de acuerdo a reportes de la misma empresa.[19]

[18] Las pérdidas de energía eléctrica se calculan con la diferencia entre la energía disponible en la red eléctrica y la energía vendida por las empresas. De acuerdo a sus causas se pueden clasificar en dos categorías, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Se entiende por pérdidas técnicas a la energía que se convierte en calor durante la transmisión en la red eléctrica. Este tipo de pérdidas tiene su origen en el recalentamiento de las líneas de transmisión y distribución y del equipo, por lo que están asociadas a la condición de la infraestructura. Estas pérdidas no pueden ser eliminadas totalmente, sólo pueden reducirse a través del mantenimiento y mejoramiento de la misma red eléctrica . Las pérdidas no técnicas se refieren al remanente de las pérdidas una vez deducidas las pérdidas técnicas, y generalmente están asociadas a la energía eléctrica que algún agente consume pero que no paga por ella. En esta última categoría se encuentra la energía consumida pero no registrada, debido a alteración de medidores, tomas ilegales y toma errónea de la lectura del medidor, por ejemplo.

[19] Fuente: Para LyFC, Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2007, Auditoría Superior de la Federación (2009). Para CFE, información proporcionada por CFE, pedimento al IFAI 1816400002806. Dentro de las pérdidas no técnicas, destacan principalmente las provocadas por los usos ilícitos de energía, (consumo de electricidad sin el pago o reconocimiento del adeudo correspondiente). De acuerdo al Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2007, Auditoría Superior de la Federación, en 2007, el 58.7% de las pérdidas no técnicas se relacionaron con irregularidades en la medición, toma de lectura, fraude y errores administrativos; el 21.2% se relacionaron con

Las pérdidas no técnicas de energía son en la práctica subsidios del 100% del costo de la energía eléctrica consumida por algunos usuarios. Así, coexisten dos tipos de consumo de electricidad, aquél por el que se paga la tarifa vigente y que contablemente tiene cierto subsidio, y aquel consumo de energía que recibe implícitamente un subsidio del 100% del costo de la electricidad; este último es el caso, por ejemplo, del consumo de energía del comercio informal, de los asentamientos irregulares y, en general, del robo de energía.[20]

Cabe señalar que la definición de subsidio a las tarifas eléctricas que se utiliza en los documentos del Gobierno Federal se basa en una definición contable y no económica del término subsidio. En particular, se considera que las tarifas eléctricas están subsidiadas al no cubrir la totalidad del costo del suministro eléctrico. Bajo esta perspectiva cualquier aumento en los costos por ineficiencias en la operación de las empresas públicas, por ejemplo, se asumen como exógenos. Así, ante una gran disparidad entre los ingresos y costos del servicio eléctrico, puede prevalecer la idea de que el problema se encuentra en los bajos niveles de las tarifas eléctricas cuando en realidad su origen es, en parte, la falta de control de costos de las empresas eléctricas públicas. Los altos niveles de pérdidas de energía, los "sobre-costos" laborales, la baja productividad y, en general, las ineficiencias en la operación, que se ilustraran más adelante, son parte de este problema de control de costos que enfrentan las empresas públicas. Las transferencias del Gobierno Federal al sector no representan entonces en su totalidad subsidios a los consumidores, sino que son transferencias a las empresas públicas para cubrir costos mayores a los que se esperarían de una empresa operando bajo criterios de eficiencia.

3.1 Incidencia de las pérdidas de energía de LyFC en las transferencias por sector

Las pérdidas de energía son un ejemplo concreto de los problemas de control de costos de las empresas públicas, las cuales pueden distorsionar la interpretación de los indicadores económicos del sector. Por ejemplo, para el cálculo oficial de la razón precio-costo, se incluye

---

problemas en el proceso de facturación (información desactualizada, obsolescencia de los sistemas de operación comercial, falta de aplicaciones informáticas y de los sistemas de telecomunicaciones en las oficinas comerciales); el 15.9%, con consumo no medido de unidades habitacionales y asentamientos irregulares; 2.6%, con imprecisiones en la estimación del consumo por alumbrado público; y sólo el 1.6% se relaciona con la toma de energía en vía pública por el ambulantaje, tianguis, ferias, anuncios, mercados populares, puestos fijos y semifijos y bombeo de agua.

[20] El desarrollo de complejos habitacionales sin regularización oficial es uno de los factores que propician el robo de energía; las empresas eléctricas públicas se ven impedidas jurídicamente a celebrar contratos con este tipo de desarrollos irregulares. Sin embargo, la falta de supervisión y de sanciones creíbles ante el robo de energía al parecer hacen que la alteración de medidores y la toma clandestina de energía eléctrica sea una práctica común aun en zonas habitacionales perfectamente regularizadas.

implícitamente el costo de las pérdidas no técnicas de energía (los ingresos totales obtenidos de toda la energía por la que se paga la tarifa vigente se divide entre el costo total de la energía que se consume, incluyendo el consumo de energía por la que no se paga la tarifa correspondiente).[21] Así, el aumento de las pérdidas no técnicas se refleja en una disminución de la razón precio-costo por kWh. Esto podría interpretarse erróneamente como un incremento en las transferencia a todo un sector, cuando en realidad son transferencias a los consumidores que de alguna forma evaden el pago de la energía.

Para medir la incidencia de las pérdidas no técnicas en el costo de la energía de LyFC, se realizó un ejercicio para 2007 en el que se estimó el costo de la energía sin considerar el costo relacionado a las pérdidas no técnicas.[22] En la Tabla 1 se ilustra el tipo de estimación que se llevó acabo para el sector residencial. De acuerdo a los resultados del ejercicio, se estima que el 39% de la energía que se consumió en el sector residencial recibió un subsidio del 100%, es decir, LyFC no recibió ninguna compensación monetaria por esa energía.

En la primera columna de la Tabla 1 se replica la forma en la que se estimó oficialmente la relación precio-costo en la zona de influencia de LyFC para el sector residencial. El costo total de la energía (incluida la pérdida por consumo ilícito) dividido entre la energía por la que se paga la tarifa vigente, resulta en un costo de $4.54 pesos por kWh en 2007, cifra mayor al costo medio de $3.48 pesos que se obtiene al dividir el costo total entre toda la energía consumida. Si el precio promedio fue de $1.13 pesos por kWh, resulta que la transferencia asciende al 75.1% del costo imputado al consumo de energía por el que se paga la tarifa vigente. La columna dos reporta el mismo ejercicio, pero eliminando las pérdidas no técnicas. Considerando solamente la energía por la que se paga la tarifa vigente (la cual se estima asciende a un 60.9% de la energía consumida en el sector), se estima que el gobierno cubrió por medio de transferencias, sin contar pérdidas, alrededor de un 59.1% del costo en 2007, porcentaje menor a la transferencia sugerida oficialmente de 75.1% del costo por kWh (razón precio-costo de 25%).

[21] En los informes del Gobierno Federal se habla de la razón precio-costo de la electricidad y del monto del subsidio por sector. Ver Informes de Gobiernos, Anexos Estadísticos, relación precio-costo por sector.

[22] Supuestos del ejercicio: 1). La parte correspondiente a las pérdidas “no técnicas” a nivel de transmisión se le atribuyeron al sector industrial, pues es el único que toma energía en alta tensión. De acuerdo al Informe de Resultados sobre la Revisión de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2000, realizado por la Auditoría Superior de la Federación (ASF), el 20.5% de la energía pérdida en LyFC se da a nivel de transmisión. 2). Las pérdidas a nivel de distribución se asignaron al sector comercial y residencial. Las pérdidas en asentamientos irregulares y consumo no medido en unidades habitacionales se asignó al sector residencial (15.9% de las pérdidas no técnicas, de acuerdo al Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2007, ASF). Para las pérdidas en distribución por irregularidades en la medición (58.7%, ASF 2007) y fallas en el proceso de facturación (21.2%, ASF 2007), a falta de un mejor criterio se asignaron 50% a cada sector.

Tabla 1. Costo y subsidio ajustado por pérdidas no técnicas, sector residencial, LyFC (2007)

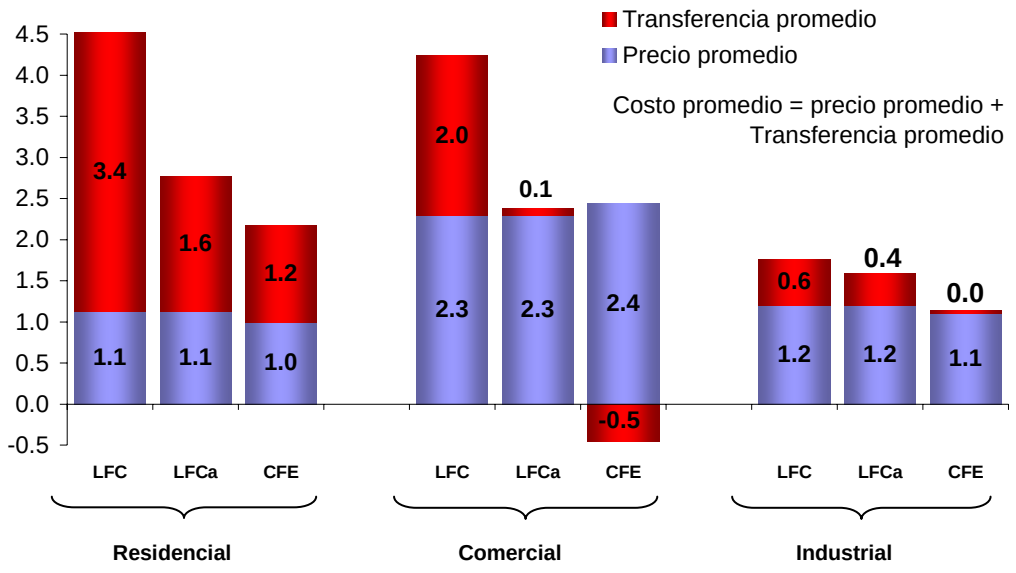
Concepto	Transferencia prorrateada entre la energía consumida		Transferencia ajustada, energía por la que se paga la tarifa vigente		Transferencia ajustada, energía por la que no se paga	
Energía Total Consumida (GWh)	10,503	*(100%) A*				
Energía (GWh) por la que se paga la tarifa vigente	6,402	*(60.9%) B*	6,402	*B**		
Pérdidas no técnicas (GWh) (consumo ilícito)	4,102	*(39.1%) C*			4,102	*C***
Costo Total (millones $)	29,063	*D*	17,714	*D**	11,349	*D***
Costo por kWh consumido ($/kWh)	2.77	*E=D/A*	2.77	*E*=D*/B**	2.77	*E**=D**/C***
Costo prorrateado entre la energía que si paga la tarifa vigente ($/kWh)	4.54	*F=D/B*	2.77	*F*=D*/B**	2.77	
Precio medio ($/kWh)	1.13	*G*	1.13	*G**	0.00	*G***
Transferencia por kWh ($/kWh)	3.41	*H=F-G*	1.63	*H*=F*-G**	2.77	*H**=F**-G***
Transferencia (% del costo)	**75.1%**	*I=G/F*	**59.1%**	*I*=G*/F**	**100%**	*I**=G**/F***

Nota: La suma de las partes puede no coincidir con el total por el redondeo de cifras.

Fuente: Estimación con datos de LyFC, Informes de Labores, varios años, y 2° Informe de Gobierno, 2008, Anexo Estadístico.

Se pueden realizar ejercicios similares para los demás sectores. Los resultados se presentan en la Gráfica 4, en términos de transferencias del gobierno y precios medios por kWh. Los datos de LyFC "ajustados" por pérdidas se presentan con el subíndice "a". Se presentan también los datos reportados para CFE con fines de comparación.

Gráfica 4. Costo de la electricidad con ajuste por pérdidas no técnicas, LyFC
(Pesos/ kwh, 2007)



Fuente: Datos ajustados, estimaciones propias. Datos de LyFC y CFE, 2° Informe de Gobierno, 2008.

Otros resultados del ejercicio sugieren que LyFC parece no haber recibido retribución por el 44% de la energía consumida en el sector comercial en 2007, mientras que al restante 56% de la energía consumida en el sector pagó la tarifa vigente. Ajustando por pérdidas (excluyendo las pérdidas no técnicas), se estima que el sector comercial recibió menores transferencias (4% de los costos), que las sugeridas oficialmente (46% de los costos). Esto es, el precio medio por kWh para el sector comercial cubrió prácticamente todo su costo.

Por su parte, en el sector industrial, se estima que las transferencias del gobierno ajustando por pérdidas (calculadas en alrededor del 10% de la energía que se consumió en el sector), ascendieron en alrededor del 26% del costo, que contrasta con el 32% reportado oficialmente con cifras sin ajustar por pérdidas no técnicas.

3.2 Las pérdidas de energía

3.2.1 Efectos

Las consecuencias económicas del consumo de energía eléctrica sin el correspondiente pago por el servicio trascienden más allá del sector eléctrico:

a) Es una presión sobre los requerimientos de capacidad del sector y sobre el costo de la electricidad. El no pagar nada por el consumo de electricidad induce una mayor demanda de energía, lo que eventualmente se traducirá en una presión adicional sobre la capacidad de generación eléctrica y sobre los requerimientos de inversión en el sector.

b) Disminuye los recursos para otros programas. El costo del de la electricidad por la que no se paga debe cubrirse a través de las tarifas o subsidios. Ante restricciones presupuestales del Gobierno Federal, el aumento de las transferencias al sector impacta la asignación a otros programas. Así por ejemplo, en 2007, el costo de las pérdidas no técnicas de energía en LyFC, el cual se estima ascendió a alrededor de $6.5 mmp, representó el 18% del costo del programa social Oportunidades.[23]

c) Es un incentivo a actividades económicas informales (esto vía el cambio en los precios relativos). La posibilidad de obtener energía eléctrica sin pago representa en la práctica la disponibilidad de un subsidio del 100% al consumo de energía eléctrica. El nulo costo de la energía permite que ésta sea utilizada para actividades con baja productividad (ambulantaje o actividades informales); estas actividades serían menos rentables si tuvieran que pagar su consumo de energía.

d) Se reducen los incentivos a pagar por la luz que se consume, y en general crea una cultura de no pago.

3.2.2 Leyes y reglamentos

El robo de energía eléctrica se encuentra tipificado como delito federal (Código Penal Federal Artículo 368, Fracción II), y de acuerdo a la Secretaría de Seguridad Pública se encuentra entre los delitos federales más frecuentes.[24]

La Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) establece sanciones específicas sobre el uso indebido de la energía eléctrica (usos sin autorización ni contrato y usos diferentes a lo previamente contratado. LSPEE, Capítulo VI, respecto a sanciones). Aquéllas incluyen desde multas hasta la suspensión del servicio. La misma ley señala que es

[23] Se considera el total de las pérdidas no técnicas de energía, que es energía consumida por algún agente pero que no se paga por su consumo. En 2007 dichas pérdidas en LyFC ascendieron a 9,225 GWh, las cuales evaluadas al costo promedio de la energía comprada a Productores Independientes de Energía, $0.71 por kWh, asciende a un costo de $6.5 mmp, Ver sección 3.3.1. Información del costo del Programa Oportunidades, ver Anexos al 2° Informe de Gobierno, 2008.

[24] Secretaría de Seguridad Pública, http://www.ssp.gob.mx/portalWebApp/images/ssp/pdf/triptico3.pdf.

competencia de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Secretaría de Energía la aplicación de dichas sanciones (Artículo 44, Capítulo VIII sobre competencias). También se señala que es la Secretaría de Energía la encargada de adoptar medidas conducentes para la regulación de los servicios de energía eléctrica a favor de usuarios de escasos recursos que hayan incurrido en la toma de energía sin contrato o permiso (Artículo 40, Capítulo VI).

Por su parte, en el Estatuto Orgánico de LyFC se establece que la empresa ejercerá las funciones que determine la LSPEE (Artículo 1). Sin embargo, a pesar de la reglamentación del sector, hasta el momento las pérdidas no técnicas de energía en LyFC sigue en niveles elevados.

3.2.3 Combate a las pérdidas de energía

Existen experiencias internacionales de casos en donde programas de reducciones de robo de energía han tenido resultados positivos, como en algunas regiones de Argentina y de la India. Por ejemplo, es ilustrativo el caso de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (Edenor S.A.), primera empresa distribuidora en Argentina en términos de clientes y que da servicio a parte del área metropolitana de Buenos Aires. En 1992 sus pérdidas de energía alcanzaban niveles del 30%, por lo que se implementó un plan de reducción de pérdidas (plan de disciplina del mercado). Para 1998, las pérdidas descendieron a 10%. El plan se basó en mayores controles de medición (inspecciones periódicas, instalación de nuevos medidores e implementación de políticas de corte ante falta de pago) y en la mejora de los equipos (tendido de redes a alturas más elevadas a las que no puede accederse fácilmente, defensas cerca de los postes de luz, cables concéntricos, medidores reforzados). Además se aplicó un programa de regulación de los usuarios que incluía la participación de las comunidades y los gobiernos locales; se instalaron medidores colectivos en zonas populares, se realizaron campañas para enseñar a racionar el consumo de energía, se subsidiaron lámparas de bajo consumo, se brindaron opciones de pagar en cuotas y descuentos, y actualmente se han instalado mecanismos para consumo prepagado. En 2006 las pérdidas fueron del orden del 11%.[25]

[25] Ver Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A, “Prospecto de información que acompaña a la oferta de acciones ordinarias de la empresa, 17 de abril de 2007.” (http://www.rava.com.ar/v2/research/nota/EDENOR.pdf).

Otro ejemplo es el del Estado de Andhra Pradesh, en India (país con serios problemas de robo de electricidad de alrededor de 28%). En 2002 se aprobaron reformas legales que permitieron establecer sanciones creíbles al robo de energía (penas de cárcel, multas severas, suspensión del servicio en caso de reincidencia y creación de cortes y juzgados especiales para dar celeridad a los juicios por este delito, por ejemplo). Antes de entrar en vigencia el nuevo marco legal, se concedió un periodo en el que se permitió regularizar el servicio a los usuarios. En los primeros 18 meses después del inicio del programa, 1.9 millones de usuarios (de un total de 75) pidieron regularizar su situación; además, hubo detenciones para 2,800 personas, entre ellos empleados de las empresas eléctricas públicas y legisladores locales. La facturación aumentó 34% y los ingresos 29%, esto sin considerar los incrementos por aumento en las tarifas.[26]

Estas experiencias internacionales muestran que es posible una reducción de las pérdidas no técnicas de energía, pero para ello se necesitan tomar medidas en múltiples dimensiones y en forma conjunta entre los diferentes niveles de gobierno y las empresas eléctricas.

3.3 Valuación de las pérdidas de energía

3.3.1 El caso de LyFC

A pesar de que se han puesto en marcha planes para la reducción de pérdidas en LyFC, hasta el momento sus metas no han sido cumplidas. Así, en 2004 se esperaba reducir las pérdidas totales de energía a 19% en dos años.[27] Sin embargo, para 2005 éstas ascendían a 30.5% y para 2008, a 32.4%.

Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de las pérdidas de energía en LyFC tiene su origen en las pérdidas no técnicas. Por ejemplo, para 2007, las pérdidas no técnicas ascendieron a 18.9%.[28] Para lograr la meta de 19% de pérdidas totales en ese año, se hubiera requerido reducir las pérdidas no técnicas de 18.9% a 5.2%; esto representaría, en términos de energía, una reducción de 9,225 GWh de pérdidas no técnicas a 2,538 GWh. Si se considera que el costo unitario de la energía comprada a los Productores Externos de Energía por parte

[26] Ver Bakovic *et al.* (2003).

[27] Ver. LyFC, 3er Informe Ejecutivo del PND 2001-2006, año 2004.

[28] Fuente: Informe del Resultado de la Revisión y Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2007, Auditoría Superior de la Federación.

de CFE en ese año fue de $0.71 por kWh,[29] dicha reducción en pérdidas no técnicas representaría una reducción en costos de $4,748 millones de pesos en 2007, esto es 1.5% de los costos totales de las empresas eléctricas públicas en ese año.

3.3.2 El caso de CFE

La situación es diferente en CFE. De acuerdo a estadísticas proporcionadas por la misma empresa, las pérdidas "no técnicas" han estado en niveles relativamente controlados en su área de influencia. Sin embargo, en 2004 la empresa consideraba que era factible disminuir las pérdidas en su sistema de distribución en alrededor 5,232 GWh, lo que representaría una reducción de 23.7% de las pérdidas totales observadas ese año.[30] Así, CFE consideraba factible reducir sus pérdidas de 10.6% a 8.1% en ese año.

Tomando el 8.1% de pérdidas de energía como nivel factible de alcanzarse en CFE, la posible reducción de las pérdidas totales de 10.6% (nivel observado) a 8.1% en 2007 representaría un ahorro de alrededor de 5,687 GWh o, en términos monetarios, de $4,038 millones de pesos de 2007 si se considera el costo de $0.71 por kWh que en promedio pagó CFE por energía comprada a los Productores Independientes de Energía. Este monto fue equivalente a 1.3% del costo total de las empresas eléctricas públicas en ese año.

3.3.3 Efecto conjunto de las pérdidas de energía en CFE y LyFC

Las pérdidas de energía factibles de poder evitarse, de acuerdo a las mismas declaraciones de las empresas eléctricas públicas, representarían en 2007 alrededor del 2.8% de los costos totales de dichas empresas. Cabe señalar, sin embargo, que en las estimaciones anteriores no se contemplaron los costos en los que se incurrirían al iniciar programas tendientes a la reducción de las pérdidas. Así, ésta es una aproximación que sirve para dimensionar el problema de control de las pérdidas de energía junto con otros problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas.

---

[29] Los Productores Independientes de Energía (PIE) son entidades que poseen su propia infraestructura para generar energía eléctrica y que tienen contratos de exclusividad de venta de energía con la Comisión Federal de Electricidad. Datos sobre los costos unitarios de la energía comprada a los PIEs, fuente: Informe de Resultados 2007, Gerencia de Control de Gestión, CFE. Solicitud de acceso a la información, IFAI, folio 1816400063008.

[30] "En 2004 CFE resintió pérdidas por 5,232 GWh que se pudieron haber evitado con un programa para ese fin, tomando como referencia el nivel considerado como conveniente en los sistemas de distribución." Fuente: CFE, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), 2004-2015, p. 5-12.

4. Estructura de consumo de combustibles en las plantas de generación eléctrica

En años recientes el efecto del incremento en los precios de los combustibles sobre el costo total del suministro público de electricidad ha sido significativo. En esta sección se trata de cuantificar dicho efecto dada la tecnología que utilizan las plantas de generación eléctrica en México.

Actualmente el gas natural es el principal combustible para la generación de electricidad en México, combustible que utilizan las plantas de ciclo combinado y turbogas. A pesar de que las plantas de vapor, a base de combustóleo, fueron la principal tecnología de generación eléctrica en el siglo pasado, en los últimos años se ha priorizado la tecnología de ciclo combinado. Así, de acuerdo a la Secretaría de Energía, en 1997, del total de la electricidad generada en las empresas eléctricas públicas el 49.9% era a base de combustóleo mientras que 12.5% era a base de gas natural; para 2007 estos porcentajes se revierten, el 20.1% utilizó combustóleo y el 46.7%, gas natural.[31]

El impulso a la inversión en plantas de ciclo combinado en los últimos años se explica principalmente por la conjunción de los siguientes factores: i) menores costos por capacidad instalada de las plantas de ciclo combinado frente a otras tecnologías, así como menor tiempo de instalación y mayor eficiencia técnica;[32] ii) expectativas optimistas sobre las posibilidades de abastecimiento y evolución del precio del gas natural a finales de la década pasada;[33] y iii) la decisión del Gobierno Federal de impulsar la participación privada en generación eléctrica a través de los esquemas de Productores Independientes de Energía.[34]

---

[31] Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico, 2008-2017, SENER.

[32] Estimaciones de la CFE señalan que la nueva tecnología de ciclo combinado disponible en 2004 consumía un 35% menos de combustible que las plantas de ciclo combinado disponibles en 1990. Así, este tipo de plantas se posicionó como la tecnología más eficiente en términos de consumo de combustible (55-60% vs. 40% de eficiencia). Por otra parte, en el mismo periodo, el costo por unidad de capacidad (kW) de estas plantas disminuyó entre un 46 y un 53% con respecto a la tecnología térmica convencional, su más cercano competidor ($1,200 vs. $700 dólares/kW). Cabe señalar que las plantas térmicas convencionales tienen en general costos unitarios de capacidad menores al de otras alternativas tecnológicas, como son las plantas carboeléctricas, eólicas e hidroeléctricas. Asimismo, el carácter modular de la construcción de las plantas de ciclo combinado permiten un menor tiempo para la entrada en operación de la planta. Ver *Prospectiva del sector Eléctrico, 2000-2009*, CFE. Para la comparación de costos de capital y eficiencia técnica ver Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión (COPAR), CFE, varios años.

[33] Por ejemplo, en el año 2000 se estimaba que para 2005 el costo de generación sería de 3.52 cts. de dólar/kWh en las plantas de ciclo combinado contra 4.09 cts. de las plantas de carbón y 5.15 de las de combustóleo. Sin embargo, estimaciones para 2005 señalaban que los costos de generación de las plantas de ciclo combinado y las carboeléctricas era muy similar. Fuente: Estimaciones de CFE y de la Agencia Internacional de Energía, "Projected costs of generating electricity", 1998, citado en "Prospectiva del Sector Eléctrico, 2000-2009", SENER, pp. 178-179.

[34] En 2007, el 31% del total de la energía generada para las empresas eléctricas públicas, se generó en plantas de los Productores Independientes de Energía. Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico, 2008-2017, SENER.

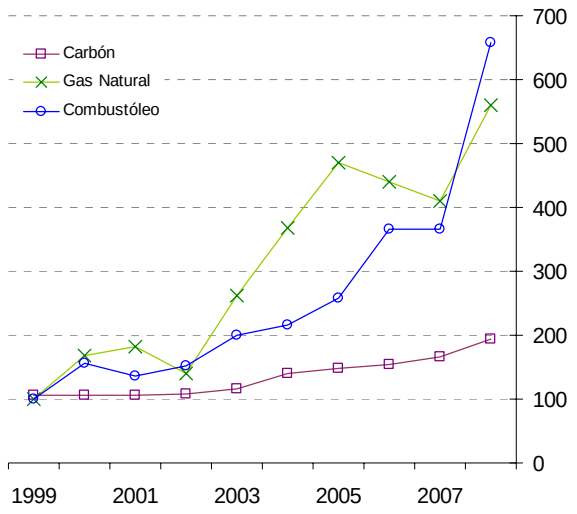
El bajo costo de capital de las plantas de ciclo combinado ha tenido como contrapeso altos niveles y alta volatilidad en los precios del gas natural en los últimos años. Por su parte, los precios del carbón han sido más estables, si bien el costo de inversión de las carboeléctricas comparado con el costo de las plantas de ciclo combinado sigue siendo elevado. En este contexto, los incrementos en los precios del gas natural y del combustóleo en combinación con la estructura tecnológica adoptada en México para la generación de electricidad han significado para las empresas eléctricas públicas aumentos importantes en sus costos.

De acuerdo a reportes de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) sobre los precios de los combustibles en el país, mientras el precio del carbón para generación eléctrica en el periodo 1999 - 2007 se incrementó nominalmente 7.8% promedio anual (para un crecimiento acumulado en esos ocho años de 82.6%), el precio del gas natural se incrementó 19.3% promedio anual (para un acumulado de 309.9%) y el combustóleo, 17.6% promedio anual (para un acumulado de 266.8%) (ver Gráfica 5).[35]

[35] Fuente: Energy Prices and Taxes, 3rd Quarter, 2008 y 1st Quarter 2009, International Energy Agency (IEA), OECD. Se considera 1999 como año de inicio de la comparación para capturar los incrementos abruptos en precios de los combustibles que se presentaron desde el año 2000. De acuerdo con datos de la CFE, el costo del combustible por kWh generado en las plantas carboeléctricas de CFE se incrementó nominalmente en el periodo 1999-2005 un 7% promedio anual, para las plantas de ciclo combinado dicho costo se incrementó 20% promedio anual y para las plantas a base de combustóleo, un 16% promedio anual. En términos reales, el costo de los combustibles fósiles por kWh generado se incrementó 9.8% anual durante el periodo 1999-2005. Para la estimación de los costos a precios constantes se utilizó como deflactor el INPP publicados por el Banco de México. Cabe mencionar que mientras el precio del gas natural y del combustóleo tuvieron crecimientos acumulados en el periodo 1999-2005 de 370% y 158%, respectivamente, el incremento acumulado del costo del combustible por kWh para todas las plantas de CFE que consumieron hidrocarburos o carbón fue de 152%. Fuente: IEA, OECD, y Costo de Combustible de las Plantas Térmicas por Unidad de Generación, CFE, solicitud de acceso a la información pública, Instituto Federal de Acceso a la Información, folio 1816400082205.

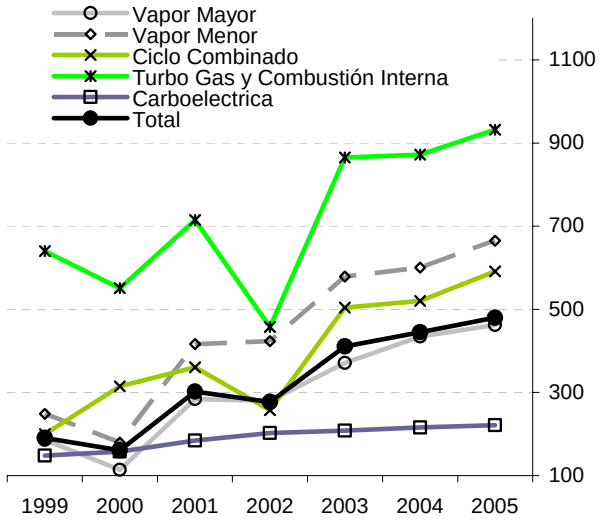
Gráfica 5. Costo de los combustibles para generación de electricidad

Evolución del Precio de los Combustibles
(Índice 1999=100)



Fuente: AIE-OCDE, Energy Prices and Taxes, 1Q2009.

Evolución del Costo Variable de Generación por Tipo de Tecnología en Plantas Térmicas bajo control de CFE
($/MWh)



Fuente: CFE. Solicitud de acceso a la información pública, IFAI, folio 1816400082205.

Como forma de cuantificar el impacto en el costo total del incremento del precio de los combustibles, se podría considerar el comportamiento del precio del carbón, el cual ha sido más estable, como referencia para estimar el efecto del incremento de los precios de los otros combustibles sobre el costo total de las empresas eléctricas públicas. Así, suponiendo que el costo del combustible fósil por kWh generado en plantas de CFE tuvo un incremento nominal acumulado igual al observado para el precio del carbón en el periodo 1999-2007, de 82.6%, en lugar de su crecimiento observado de 164%, el costo total de los combustibles sería 41.7% menor al observado por las empresas eléctricas públicas en 2007. En términos del costo total de las empresas, esta trayectoria más estable del costo del combustible por kWh generado hubiera representado un costo total 11.5% menor al observado ese año.[36]

Del ejercicio anterior se desprende que el incremento en el precio de la electricidad en México en los últimos años, en comparación con el de los EE.UU. por ejemplo, se explica en gran parte por la estructura tecnológica y el uso del combustóleo y gas en las plantas generadoras

[36] Incluye el costo directo por combustible de las empresas eléctricas públicas y el costo variable (básicamente por combustible) que las empresas eléctricas públicas pagan a los Productores Independientes de Energía por la energía que compran. Fuente: Estimación con base en información de la Hacienda Pública Federal, 2007, 2006, 2005 y 2004, Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Estados de Resultados de CFE y LyFC, 2007; y datos del Costo de Combustible de las Plantas Térmicas por Unidad de Generación, CFE, información para el periodo 1999-2005, solicitud de acceso a la información pública, Instituto Federal de Acceso a la Información, folio 1816400082205.

que utiliza CFE, a diferencia de EE.UU., en donde se utiliza principalmente el carbón como combustible primario para la generación de electricidad.[37]

En los últimos años, el cambio en los precios relativos de los combustibles y en el costo relativo del capital para diferentes tipos de plantas térmicas de generación eléctrica, han hecho atractiva la inversión en otras alternativas tecnológicas diferentes al ciclo combinado. En la Tabla 2, se compara el costo relativo para diferentes tecnologías en 1998 y 2007, de acuerdo a estimaciones de CFE. Se observa que, mientras en 1998 las plantas de ciclo combinado presentaban el menor costo de generación, para 2007, con los incrementos en el costo del gas natural, éstas ya competían en términos de costos con las plantas carboeléctricas y las plantas nucleares. Por otra parte, actualmente también existe una seria preocupación por el impacto que tienen las diferentes tecnologías sobre el medio ambiente, lo que hace valorar más a las alternativas no contaminantes como la geotérmica, eólica e hidroeléctrica.[38]

Una política de largo plazo que busque la reducción de los costos de generación eléctrica implicaría, por lo tanto, una diversificación de las tecnologías utilizadas que considere, además del costo del capital, el nivel y volatilidad de los precios de los combustibles y los eventuales costos sociales y ambientales que impliquen las diversas tecnologías.

[37] Del total de la electricidad generada en EE.UU., en 2007, 49.2% fue producida con carbón. En México ese porcentaje fue del 12.3%. Fuente: Electricity Information, IEA, OCDE, , 2008.

[38] Cabe señalar que actualmente ya se han dado pasos en esa dirección, con la puesta en marcha en 2007 de la hidroeléctrica El Cajón, ubicada en Nayarit, que tiene una potencia de 750 MW entre sus dos unidades generadoras. Asimismo, en 2007 se inicio la ampliación de la carboeléctrica Petacalco, que consiste en la construcción de dos unidades más con capacidad de 324 MW cada una. Fuente: CFE, página electrónica.

Tabla 2. Costo unitario de generación de electricidad por tipo de planta

Tipo de Planta	Costo de Inversión		Costo de Combustible [1]		Costo de Operación y Mantenimiento		Costo Total	
	1998	2007	1998	2007	1998	2007	1998	2007
Termica convencional (dól/MWh) [2]	*13.1*	*21.9*	*28.0*	*46.1*	*2.0*	*6.3*	*43.1*	*74.3*
Termica convencional (Índice)[3]	100	100	100	100	100	100	100	100
Ciclo Combinado (Índice) [4]	50	50	63	96	136	79	62	81
Carboelectricas (Índice) [5]	161	146	44	45	216	121	88	82
Nuclear (Índice) [6]	289	194	20	14	379	149	119	79
Geotérmica (Índice) [7]	122	133	55	48	202	127	82	80
Hidro (*Chicoásen* , Índice) [8]	330	327	2	1	59	32	104	100

1. El costo medio del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios que estima CFE. 2. Corresponde al costo unitario de generación de una planta con dos unidades de 350 MW de capacidad cada una. Este tamaño de planta, de acuerdo con CFE, tienen los menores costos unitarios entre las térmicas convencionales. Los costos están en dólares corrientes, precios medios de los respectivos años. 3. El índice es en base al costo de la planta térmica convencional. 4. Para 1998, el costo corresponde al promedio simple del costo de unidades con capacidad de 268 y de 537 MW. Para 2007, corresponde al promedio de unidades con capacidad de 291, 583, 400 y 802 MW. 5. Corresponde al promedio de tres plantas con dos unidades de generación, cada una con 350 MW de capacidad; una de ella se estima bajo el supuesto que consume carbón nacional y las otras con carbón importado. De estas dos últimas, una se supone con desulfurador y otra sin desulfurador. El costo de inversión no incluye el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón. Para ello, de acuerdo a CFE, se debe sumar 3.67 dólares/MWh al costo, con lo que el índice de inversión varía en 2007 de 146 a 162, y el del costo total de 82 a 86. 6. Corresponde al costo de una unidad de 1,356 MW de capacidad. El costo de inversión ya incluye un costo por desmantelamiento de 0.09 dól/MWh y un cargo por manejo de combustible de 1.04 dól/MWh. 7. Sus costos corresponden a una planta con cuatro turbinas, con una capacidad de 26.6 MW cada una, para un total de 106.4 MW. 8. Ejemplo particular, corresponde al costo estimado de la Hidroeléctrica Chicoásen, con 5 turbinas de 300 MW de capacidad cada una. Se presenta una gran dispersión en los costos de inversión entre las hidroeléctricas. En particular los costos de inversión y los costos totales de Chicoásen se encuentran entre los más bajos manejados por CFE. Fuente: CFE, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación, 1998 y 2007.

5. Costos laborales

Los costos asociados a los niveles salariales y de prestaciones, en un contexto de baja productividad laboral, son componentes importantes de los costos totales de las empresas eléctricas públicas, CFE y LyFC, como se vera a continuación.

5.1 Salarios y prestaciones

Mucho se ha discutido en la literatura de economía laboral sobre la existencia de un premio salarial para los trabajadores del sector público respecto a sus similares en el sector privado. Ehrenberg y Schwarz (1986) y Gregory y Borland (1999) presentan una amplia revisión de esta literatura. Las explicaciones que se han dado de este fenómeno son diversas: la multiplicidad de objetivos de las empresas, como el de redistribución del ingreso; la falta de incentivos y medios de control de costos; y la susceptibilidad de las empresas públicas a

presiones de grupos de interés, entre ellos los sindicatos, con objetivos muy bien definidos y un alto grado de organización, entre otras explicaciones. En esta sección se describe el premio en percepciones (salarios y prestaciones) a los trabajadores de CFE y LyFC y se trata de cuantificar, en una primera aproximación, su peso respecto a los costos totales que enfrentan dichas empresas eléctricas.

5.1.1 Salarios

De acuerdo a los salarios base de cotización reportados por el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución de energía eléctrica) es la actividad que tiene los mayores salarios promedio en el sector industrial (30 ramas de actividad).[39] A nivel de todas las actividades económicas, el salario promedio de la industria eléctrica se colocó en 2008 en el cuarto lugar entre todas las ramas de actividad (62 ramas), después de actividades de servicios especializados, como comunicaciones, servicios de organismos internacionales y transporte aéreo.

Si bien en EE.UU. las remuneraciones de los trabajadores de la industria eléctrica también se encuentran entre las más elevadas (aún por arriba de las remuneraciones en las actividades de telecomunicación y de servicios financieros), la situación en México es particular por dos aspectos. Primero, en México el salario promedio de esta industria ha crecido en los últimos años con mayor rapidez que el salario promedio de todas las actividades económicas, a diferencia de lo observado en EE.UU., cuyo crecimiento es equiparable al del promedio general. Segundo, en México existe una mayor diferencia relativa entre el salario promedio del sector eléctrico y el salario promedio de todas las actividades económicas que el observado en EE.UU.; así, en 2008 la razón entre ambos en México era de 2.57, mientras que en EE.UU. era de 2.12.[40] En la Tabla 3 se muestra la evolución del salario promedio en México para este sector y para toda la economía en general.

---

[39] Incluye la industria extractiva, de transformación, eléctrica, suministro de agua potable y construcción. La comparación se hizo con base en el salario base de cotización al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), que además de considerar el salario base de cotización, incluye el valor monetario de algunas prestaciones. Un posible problema con este indicador de salario es que existe un tope superior de registro de 25 salarios mínimos (ver. Ley del Seguro Social). Este tope podría eliminar el efecto de los ingresos de algunos puestos directivos; sin embargo, para el objeto de este análisis el salario base de cotización al IMSS resulta ser un buen indicador de las remuneraciones de una amplia base de trabajadores (operativos y de administración), además de poseer la conveniencia de tener apertura por ramas de actividad económica que permite identificar al sector eléctrico.

[40] Datos para México, estimación con información de la Comisión Nacional de Salarios Mínimos (CONASAMI), con base en el salario promedio diario de cotización al IMSS, http://www.conasami.gob.mx. Para los datos de EE.UU. se utilizó información de la *Current Employment Statistics, U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics*, (www.bls.gov), remuneraciones

Tabla 3. Salario Promedio Diario
(Pesos corrientes)

	Todos los sectores		Industria Eléctrica		Razón
	Nivel	*Tasa de crecimiento*	*Nivel*	*Tasa de crecimiento*	
	A		B		B/A
2000	129.69		272.14		2.10
2001	146.19	12.7%	321.33	18.1%	2.20
2002	158.04	8.1%	361.92	12.6%	2.29
2003	168.36	6.5%	394.59	9.0%	2.34
2004	178.62	6.1%	427.94	8.5%	2.40
2005	188.89	5.7%	457.98	7.0%	2.42
2006	198.50	5.1%	492.55	7.5%	2.48
2007	209.18	5.4%	532.91	8.2%	2.55
2008	220.28	5.3%	566.29	6.3%	2.57
2009*	230.22	4.5%	593.48	4.8%	2.58
Promedio anual		***6.6%***		***9.0%***	

* Cifras a Junio de 2009.
Nota: Corresponde al salario promedio diario de cotización al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS).
Fuente: Comisión Nacional de Salarios Mínimos (CONASAMI).

Las diferencias salariales entre trabajadores de las empresas eléctricas públicas y trabajadores empleados en otras empresas son evidentes también en comparaciones por tipo específico de ocupación o puesto. Con base en información obtenida de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) del segundo trimestre de 2008,[41] en la Tabla 4 se presentan las percepciones promedio de las cinco ocupaciones, especializadas y no especializadas, en las empresas eléctricas públicas que aparecen con mayor frecuencia en la muestra de la ENOE.

De los resultados de dicha comparación se observa que, en la mayoría de las ocupaciones seleccionadas, la media de las percepciones de los trabajadores empleados en las empresas eléctricas públicas es mayor que la media de las percepciones para el mismo tipo de ocupación en otras empresas o actividades. Esto es generalizado a los distintos niveles jerarquicos dentro de las empresas. Este resultado sugiere que las diferencias salariales no se explican por la utilización, o escasez, de técnicos especialistas, sino que responden más bien a fricciones en el mercado laboral del tipo de pertenencia o no a un gremio o sector. Las condiciones de trabajo establecidas en los Contratos Colectivos de Trabajo sugieren que el poder de negociación sindical pudiera ser uno de los principales factores que explican estas diferencias.

semanales promedios de los trabajadores de producción del sector privado (average weekly earnings of production workers, Total private).

[41] La ENOE es una encuesta a los hogares. El número total de categorías consideradas fue de 78.

Tabla 4. Percepciones mensuales por tipo de ocupación
Muestra de las cinco principales ocupaciones, especializadas y no especializadas, capturadas por la ENOE.
(Pesos corrientes, II trimestre, 2008)

Clasificación ENEO	Ocupación	Empresas Eléctricas Públicas	Otras Empresas
Ocupaciones Especializadas			
5270	Electricistas y Linieros	7,805	6,020
1205	Técnicos en ingeniería eléctrica, electrónica, informática y en telecomunicaciones	8,355	6,030
5170	Jefes, coordinadores y similares en la generación de energía, la instalación, reparación y mantenimiento de equipo eléctrico y de telecomunicaciones	12,062	11,138
5171	Supervisores, inspectores y similares en la generación de energía, la instalación, reparación y mantenimiento de equipo electrónico y de telecomunicaciones	10,478	10,628
5370	Operadores de instalaciones y plantas de la generación y distribución de energía	12,554	6,211
1105	Ingenieros eléctricos, en electrónica, informática y telecomunicaciones	12,287	10,968
Ocupaciones No Especializadas			
6270	Otros trabajadores en servicios administrativos no clasificados anteriormente	7,866	6,231
6200	Secretarias	6,728	5,125
6140	Jefes de departamento, coordinadores y supervisores en servicios de infraestructura (agua, luz, caminos, etc)	13,138	7,370
6111	Jefes de departamento, coordinadores y supervisores en administración, recursos humanos, materiales, archivo y similares	13,675	9,415
8124	Trabajadores de aseo en oficinas, escuelas, hospitales y otros establecimientos	6,252	3,283

Fuente: Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) 2° trimestre de 2008.

5.1.2 Prestaciones

Las prestaciones también explican las diferencias en percepciones entre trabajadores de las empresas eléctricas públicas y trabajadores empleados en otras empresas. Mientras que para algunos trabajadores los incrementos salariales al tabulador constituyen la fuente principal de mejora económica, los trabajadores electricistas obtienen mejoras adicionales vía prestaciones. De acuerdo a los Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), por ejemplo, las prestaciones correspondientes a transporte, despensa y renta representan en forma conjunta un 77.8% y 81.5% de los salarios de tabulador o de nómina en CFE y LyFC, respectivamente. En la Tabla 5 se muestran las principales prestaciones de estas empresas.

Las prestaciones también son objeto de negociación en las revisiones contractuales. Así, en la negociación del CCT de 2008-2010, el Sindicato Único de Trabajadores de la Industria Eléctrica (SUTERM) obtuvo incrementos considerables en ayuda de despensa, de renta y de

transporte mientras que el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) obtuvo incrementos significativos en ayuda de transporte y en su fondo de ahorro.[42]

Tabla 5. Prestaciones económicas de los trabajadores electricistas
(% del salario de tabulador)

	CFE-SUTERM		LFC-SME	
	CCT 2006-2008	**CCT 2008-2010**	**CCT 2006-2008**	**CCT 2008-2010**
Ayuda de Despensa	19.3%	**24.3%**	22.0%	**22.0%**
Ayuda de Renta	37.0%	**39.0%**	36.5%	**36.5%**
Ayuda de Transporte	12.5%	**14.5%**	19.0%	**23.0%**
Servicio Eléctrico 1/	350 kWh	**350 kWh**	350 kWh	**350 kWh**
Prestaciones anuales				
Fondo de Ahorro	28.0%	**28.0%**	22.0%	**24.2%**
Fondo de Previsión	5.0%	**5.0%**	---	**---**
Aguinaldo	54 días	**54 días**	54 días	**54 días**
Compensación por Fidelidad / Antigüedad 2/	1% por año de antigüedad, pago mensual		En base a sus años de antigüedad, pagaderos al tiempo de separación o jubilación del trabajador.	
Prima de Vacaciones	De 13 a 50 días según años de servicio.		1.42 veces los días de vacaciones	

1/ Es la cantidad de energía eléctrica para consumo residencial a la que la empresa se compromete otorgar, sin costo, al trabajador. El consumo adicional se paga a razón de un centavo por kWh para empleados de CFE y la tarifa al público para los empleados de LyFC. 2/ Para LyFC la compensación será proporcional al número de bimestres trabajados y de acuerdo a la causa del retiro (separación por despido ó renuncia ó jubilación).

Fuente: CCT SME y CCT SUTERM, 2006-2008, 2008-2010.

5.1.3 Condiciones de jubilación

Las condiciones de jubilación para los trabajadores electricistas también difieren significativamente de las de otros trabajadores; en particular, su contrato colectivo de trabajo (CCT) otorga mejores condiciones de retiro y beneficios económicos que los recibidos por pensionados conforme a la Ley del Seguro Social de 1997 (LSS). Por ejemplo, en CFE y LyFC la edad de jubilación es de 55 años para los hombres y 50 para las mujeres, su pensión se calcula con base al último salario del trabajador y se indiza a los aumentos salariales (y en el caso de LyFC también con base en los aumentos a prestaciones).[43] Por su parte, la LSS

[42] De acuerdo con información de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, en los últimos años los incrementos directos al tabulador en la industria eléctrica han sido semejantes al promedio de todas las actividades económicas. Esto implica que la diferencia de salarios base de cotización al IMSS, los cuales incluyen algunas prestaciones, entre trabajadores de la industria eléctrica y trabajadores de otras actividades se explica principalmente por los incrementos en las prestaciones. Así, por ejemplo, entre el contrato del Sindicato Mexicano de Electricistas de LyFC 2000-2002 y el contrato vigente en el periodo 2008-2010, la ayuda de renta se incrementó del 31.5 al 36.5% del salario de nómina, la ayuda de transporte del 8.5 al 23%, la ayuda de despensa del 11 al 22% y los días de aguinaldo de 50 a 54 días, entre otros incrementos.

[43] En agosto de 2008, se cambió el régimen de jubilación para los nuevos trabajadores que se incorporen a CFE. A partir de entonces se maneja un régimen dual de pensiones. Las principales características del régimen de los trabajadores contratados a partir del 19 de agosto de 2008 son: 1) cuentas individuales, donde el trabajador aporta el 5% del salario base de cotización y la empresa el 7.5%; 2) manejo de los fondos determinado por acuerdo entre CFE y el SUTERM; 3) esquema de cuentas individuales independiente al esquema fondo de ahorro para el retiro del Instituto Mexicano del Seguro Social; y 4) extensión por 5 años más del tiempo de servicio de los trabajadores (a excepción de los trabajadores que trabajan con líneas vivas). Así,

establece la jubilación a los 65 años, la pensión se calcula de acuerdo a la cantidad aportada al fondo de retiro y la pensión mínima se indiza al Índice Nacional de Precios al Consumidor.[44]

Es importante señalar también que existen diferencias significativas entre el dinamismo de la trayectoria de las pensiones de los jubilados de CFE y el de los jubilados de LyFC. En CFE, un trabajador al jubilarse puede percibir un 21% más que lo que obtenía como trabajador activo por un efecto de cambio de base para el cálculo de la ayuda de despensa y el aguinaldo. Estas prestaciones, en el régimen de jubilación, se calculan como porcentaje del monto de la pensión jubilatoria, la cual se compone a su vez por los mismos conceptos que componen la percepción total mensual de los trabajadores activos, y no sobre el salario de tabulador que resulta ser una base menor.[45] Sin embargo, la pensión se indiza solamente a los incrementos de los salarios de tabulador, por lo que con el tiempo puede irse rezagando con respecto a las percepciones de los trabajadores activos, quienes reciben además incrementos por mejoras en prestaciones. Así, de acuerdo a la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2007 y datos del número de trabajadores activos y pensionados, las percepciones medias de los trabajadores activos en CFE (salarios, prestaciones y seguridad social) fue de $27,465 pesos mensuales, mientras que las percepciones medias de sus jubilados (pagos por pensiones y jubilaciones) ascendió a $28,016, es decir 1.02 veces las percepciones de los trabajadores activos.[46]

En LyFC, de acuerdo al CCT del SME, un trabajador al jubilarse podría tener percepciones un 26% mayor a las que recibía como trabajador activo (al incorporar al monto de la pensión la ayuda de renta, transporte y servicio eléctrico, y sobre el nivel de la pensión, que representa una base mayor en comparación con el salario de tabulador utilizado como base para los trabajadores activos, recalcular otras prestaciones como despensa, aguinaldo y fondo de ahorro).[47] Sin embargo, a diferencia del CCT del SUTERM, los ajustes a las pensiones consideran tanto los incrementos al tabulador, como a las prestaciones, lo que propicia efectos compuestos (piramidados) que resultan en aumentos mayores que el de las percepciones de los trabajadores activos.

---

por ejemplo, la jubilación por edad cambia para los nuevos trabajadores de 55 a 60 años para los hombres. Fuente: Segundo Informe de Gobierno, 2008.

[44] Fuente: CCT SUTERM y CCT SME, 2008-2010, y Ley del Seguro Social 1997.

[45] Ver Cláusula 30, 31, 69 y 75 del CCT, SUTERM, 2008-2010.

[46] En 2005, la razón entre las percepciones medias de los jubilados y las percepciones medias de los trabajadores activos en CFE fue de 1. En 2008, esta razón fue de 1.04. Estas cifras coinciden en lo general con lo reportado por Valencia (2006). Fuentes: Trabajadores activos y jubilados, CFE, información disponible en http://www.cfe.gob.mx. Gasto en percepciones laborales (servicios personales y pensiones y jubilaciones), Cuenta de la Hacienda Pública Federal, SHCP.

[47] Ver Cláusulas 39, 41, 64, 90, 97,106 y 117, del CCT, SME 2008-2010.

El efecto compuesto se origina por la prestación de ayuda para renta de casa. Al haber un aumento general de salarios, se ajusta la cuota de jubilación y todos los montos de las prestaciones asociadas a dicha cuota (pero sobre una base mayor). En el ajuste de la cuota de jubilación, se aplica el porcentaje de ayuda para renta de casa sobre el monto pasado de la cuota de jubilación, que en sí misma ya incluye el monto pasado de esa prestación. En el ejemplo de la Tabla 6, un trabajador que se jubila en diciembre de 2006 con una cuota de jubilación de 267 pesos diarios (de los cuales 95 pesos son de ayuda para renta), recibe como pensión total 424 pesos. Así, un incremento de 4.25% a los salarios de tabulador en marzo de 2007, se reflejaría en un aumento nominal de la pensión de 6.66% por el efecto compuesto de la ayuda de renta.

Tabla 6. Efecto de la ayuda de renta en los incrementos a las pensiones en LyFC
(Remuneración por día, pesos corrientes)

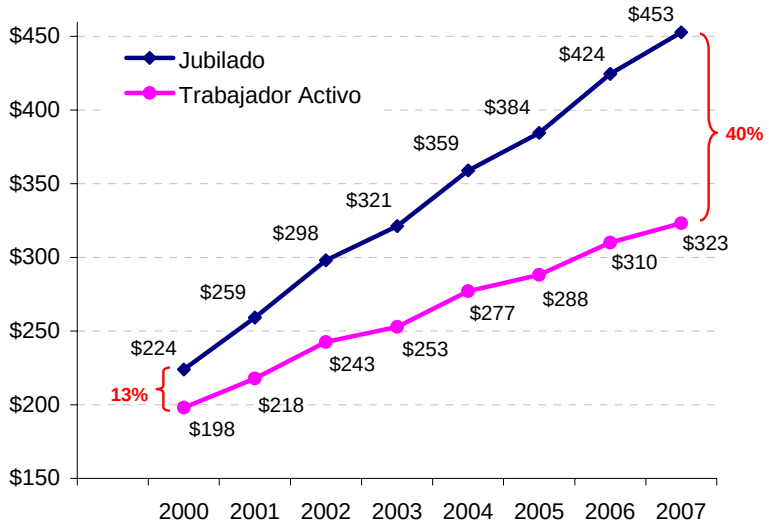
Concepto	Dic. 2006	Mar. 2007
Aumento Tabulador	-	*4.25%*
Anterior Cuota de Jubilación	--	$267.3
Aumento Cuota	--	$11.4
Porcentaje de Renta (36.5%)	$95.3	$101.7
- última renta entregada		-$95.3
Nueva Cuota de Jubilación	$267.3	$285.1
Fondo de Ahorro (22%)	$58.8	$62.7
Despensa (22%)	$58.8	$62.7
Aguinaldo (54 días)	$39.5	$42.2
Pensión Total	$424.5	$452.8
Aumento Pensión	-	*6.66%*

Nota: El porcentaje correspondiente a la Ayuda de Renta se aplica a la Anterior Cuota de Jubilación ajustada por el incremento al tabulador (0.365*(267.3+11.4)=101.7).
Fuente: Elaboración propia con información del Contrato Colectivo de LyFC.

El efecto de los incrementos salariales sobre la trayectoria de las pensiones se refuerza al combinarse con las mejoras en prestaciones. En la Gráfica 6 se muestra una simulación de la trayectoria de las percepciones de un trabajador promedio que se jubila en el 2000 y se le compara con los cambios en el monto de las percepciones que podría alcanzar si siguiera trabajando en su puesto. Ambos conceptos aumentan por incrementos en salarios y prestaciones obtenidos durante el periodo 2000-2007. En el ejercicio, se parte en el 2000 de una diferencia de 13% entre la percepción del jubilado y la del trabajador activo a punto de jubilarse (diferencia dada por las condiciones del CCT vigente en el periodo 2000-2002). Para el 2007, los incrementos en la pensión permiten al trabajador con 7 años de jubilación tener

una percepción 40% mayor que el del trabajador activo que ocupa el mismo puesto que anteriormente ocupó el trabajador jubilado.[48]

Gráfica 6. Trayectoria de las percepciones de un trabajador de LyFC que se jubila en el año 2000 y las percepciones alcanzables en su último puesto
(Remuneración por día, pesos corrientes)



Fuente: Estimación propia con datos de los incrementos salariales y el CCT de LyFC vigente en los diferentes años para el periodo 2000-2007.

El efecto compuesto de las prestaciones para el cálculo de las pensiones es un factor por las que la percepción media de los trabajadores activos es menor a la percepción media de los jubilados. Así, de acuerdo con información de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2007 y datos del número de trabajadores y jubilados, la percepción media mensual de los trabajadores activos en LyFC fue de $19,610, nivel muy por debajo de las percepciones medias de los jubilados, que ascendieron a $36,472, es decir, 1.86 veces las percepciones de los trabajadores activos.[49]

El incremento de las pensiones, conjuntamente con el incremento de la esperanza de vida de los trabajadores, ha colocado a las obligaciones laborales (pensiones, primas de antigüedad y

[48] En la simulación se tomaron en cuenta los incrementos contractuales (a los salarios de tabulador) registrados para el sector eléctrico en marzo de cada año (mes en el que se da la revisión salarial de LyFC). Fuente: STPS. Para el cálculo se consideraron los cambios en el CCT que afectaron las prestaciones en el periodo. Para la simulación se tomó un salario diario de tabulador de $100 para 2000; a partir de este salario se aplicaron los porcentajes de las prestaciones para obtener el monto total de las percepciones del trabajador antes de jubilarse, el cual se fue actualizando con los incrementos en salarios y prestaciones anuales. Para la percepción del trabajador jubilado, se calculó su cuota de jubilación para el 2000 y se le aplicaron los incrementos salariales y de prestaciones correspondientes.

[49] En 2005, la razón entre las percepciones medias de los jubilados y las percepciones medias de los trabajadores activos en LyFC fue de 1.83. En 2008, esta razón fue de 1.87. Fuentes: Trabajadores activos y jubilados, LyFC, Informe de Autoevaluación 2° Semestre 2008. Gasto en percepciones laborales (servicios personales y pensiones y jubilaciones), SHCP, Cuenta de la Hacienda Pública Federal, SHCP.

compensaciones, presentes y futuras) como uno de los principales componentes del pasivo de las empresas eléctricas públicas. Así, el pasivo por obligaciones laborales de CFE pasó del 53% al 62% del total de sus pasivos en el periodo 2000-2007, mientras que para LyFC pasó del 51% al 69%.[50] Cabe señalar que en el 2007 CFE mantenía una proporción de 2.7 trabajadores activos por cada pensionado, mientras que en LyFC había 1.9 trabajadores activos por cada pensionado.[51]

Para dimensionar el costo de mantener en 2007 percepciones de los jubilados cuyo monto fue en promedio 1.86 veces las percepciones medias de los trabajadores activos en LyFC en comparación con una proporción de 1.02 en CFE, la diferencia en percepciones a favor de los jubilados de LyFC representó el 5.3% del costo total observado en 2007 de esa empresa; en términos del costo total de las empresas eléctricas públicas, esto representó alrededor de 1.4%, ó $4.4 mmp de ese año.[52]

5.1.4 Impacto de los incrementos salariales por arriba del incremento en la productividad laboral

Un indicador del desequilibrio existente en los costos laborales de las empresas eléctricas es el mayor crecimiento del salario real de sus trabajadores en comparación con el crecimiento de la productividad laboral. Como se muestra en la Tabla 7, las tasas de crecimiento de la energía vendida (kWh) por trabajador y del número de usuarios por trabajador se comparan desfavorablemente con el crecimiento del salario real en la industria eléctrica durante la mayor parte del periodo 2001-2008.

A continuación se estima el costo que representó estos desequilibrios en las finanzas de las empresas eléctricas públicas en 2007. Para ello se procede de la siguiente forma:

---

[50] Corresponden a los pasivos por obligaciones laborales: valor presente de las obligaciones por beneficios que, a la fecha estimada de retiro, tienen derecho los trabajadores de CFE y LyFC. Estos pasivos se calculan con estimaciones actuariales. Incluyen jubilaciones, primas de antigüedad y otras compensaciones. Fuente: Balance General de CFE y LyFC, 2000 y 2007, http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/finanzas/estadosfinancieros/ y http://www.lfc.gob.mx/situacionFinanciera/. Para 2008, el Balance General de CFE presenta un ajuste en el reconocimiento de las obligaciones laborales, al eliminarse los pasivos adicionales y los activos intangibles, lo que hace incompatible la comparación con años anteriores. Ver Balance General, 2008, CFE.

[51] En 2005 la proporción era de 3.13 trabajadores activos por cada pensionado en CFE y de 1.89 en LyFC. En 2008, de 2.58 para CFE y de 1.95 para LyFC. Fuente: , LyFC, Informe de Evaluación, varios años. CFE, página de Internet.

[52] El ajuste es sólo para las erogaciones anuales por concepto de Pensiones y Jubilaciones. No se incluyen los efectos de la reducción de las obligaciones laborales futuras.

Tabla 7. Productividad laboral y salario real en la industria eléctrica
(Tasa de crecimiento anual)

	Energía Vendida / No. Trab.	Usuarios / No. Trab.	Salario real
2001	-2.19	0.58	11.01
2002	-0.67	1.45	7.24
2003	0.75	4.87	4.29
2004	0.53	2.44	3.59
2005	3.64	3.35	2.92
2006	1.70	1.68	3.78
2007	2.11	3.44	4.07
2008	-0.07	1.95	1.08
Crecimiento en el periodo			
00-08	5.84	21.48	44.49

* El salario real corresponden al salario promedio diario de cotización al IMSS deflactado por el INPC.
Fuente: Elaboración con base en información sobre el número de trabajadores en la industria reportados en el 6° Informe de Gobierno, 2006; e información de CFE y LyFC; ventas y usuarios reportados por la SENER y salarios base de cotización al IMSS reportados por la Comisión Nacional de Salarios Mínimos (CONASAMI).

1) Se toma como base el salario promedio del sector del año 2000. En este año la razón entre el salario promedio de la industria eléctrica y del total de la economía era de 2.1, razón semejante a la existente en EE.UU.[53]

2) Se hace el supuesto de que los salarios en el sector se incrementan de acuerdo al crecimiento de la productividad laboral durante el periodo 2000-2007. Entre las medidas de productividad laboral comúnmente utilizadas se encuentra el número de usuarios por trabajador o la energía vendida por trabajador.

3) La diferencia del salario promedio bajo este supuesto con respecto al salario promedio observado en el sector se considera como una aproximación del costo de los desequilibrios en salariales en dicho periodo.

Así, tomando como indicador de productividad el número de usuarios por trabajador, se tendría que para el año 2007 el salario promedio de la industria eléctrica sería 16.6% menor respecto al nivel observado en ese año (por su parte, si se utiliza como indicador de productividad la energía vendida por trabajador, el salario hubiera sido 25.9% menor que el observado en 2007).[54] Dado que la mayor parte de las prestaciones se encuentran indexadas al

[53] Es probable que en ese año existieran ya distorsiones entre el comportamiento de los salarios y la productividad laboral. En este caso, las estimaciones presentadas en esta sección representarían una subestimación del costo adicional que implica el poder de negociación de los sindicatos sobre los costos laborales de las empresas eléctricas. Sin embargo, tomar el 2000 como año base se pudiera justificar teniendo como referencia la estructura sectorial de salarios en EE.UU., cuya razón entre las remuneraciones de la industria eléctrica y el promedio de remuneraciones de toda la economía se ha mantenido alrededor de un nivel de 2.

[54] En el ejercicio se supone que el comportamiento de los salarios de los trabajadores sindicalizados se refleja también en el salario de los demás trabajadores. Este fenómeno se ha documentado en otros estudios sobre el diferencial de salarios en el sector público (ver Gregory y Borland (1999), sección 6).

salario de tabulador,[55] en el presente ejercicio se hizo el supuesto de que el nivel de las pensiones también era 16.6% menor al observado en 2007 (25.9%, si se considera la energía vendida por trabajador como indicador de productividad).[56]

En términos del costo total de la electricidad, el 16.6% (25.9%) del costo laboral observado en 2007 (que incluye salarios, prestaciones y pensiones) representó 2.9% (4.6%) del costo total de la energía en ese año; esto es, alrededor de $9.2 mmp ($14.4 mmp).

5.2 Productividad laboral

Otra característica de las empresas eléctricas públicas en México es su alto nivel de empleo en relación a los niveles de capital, al número de clientes o al número de conexión eléctricas de las empresas, en comparación con los mismos indicadores de empleo de empresas eléctricas de otros países.

Los altos niveles de empleo no es una característica exclusiva de las empresas eléctricas públicas en México, sino que afecta a las empresas públicas en general. Vickers y Yarrow (1991) señalan que si bien el problema principal-agente induce una menor eficiencia en las empresas, entre ellas la baja productividad laboral, este problema se presenta tanto en empresas públicas como privadas.[57] Dewenter y Malatesta (2001), por su parte, presentan evidencia empírica a nivel internacional de que las empresas públicas son menos rentables que las empresas privadas y además presentan una alta intensidad laboral (medida como las ventas por trabajador). Otro tipo de explicación, diferente al del problema principal-agente, relaciona a la alta intensidad laboral de las empresas públicas con posibles objetivos sociales de las empresas, con intereses políticos o con el poder de negociación sindical (Krueger (1990) y Boycko *et al.* (1996); ver Ehrenberg y Schwarz (1986) y Gregory y Borland (1999), para una

[55] Prestaciones tales como ayuda de transporte, ayuda de renta, aguinaldo, despensa, vacaciones, y fondo de ahorro. Ver Tabla 5, "Prestaciones Económicas de los Trabajadores Electricistas".

[56] Otro ejercicio que también se realizó fue considerar que la tasa de crecimiento de los salarios del sector eléctrico era la misma que la tasa de crecimiento del salario promedio de todos los sectores durante el periodo 2000-2007. Es decir, sí en el año 2000 el salario promedio de la industria fue 2.1 veces el salario promedio de cotización nacional, se supuso que esta misma relación se mantenía igual en 2007 (teniendo como base el salario promedio nacional) en lugar de la observada de 2.55. La razón de 2.1 entre los salarios nacionales y de la industria eléctrica se asemeja al observado en EEUU. Con este supuesto se obtiene que los salarios debían ser 17.6% menores a los observados en 2007, lo que implicaría una reducción de 3.1% en el costo total de las empresas eléctricas públicas.

[57] El problema principal-agente se refiere a los problemas que enfrentan los propietario de una empresa o responsables de una institución para que sus directivos o empleados se comporten de acuerdo a sus intereses u objetivos. Estos problemas surgen por la asimetría de información entre el principal y el agente y a que el agente puede enfrentar incentivos que no estén alineados a los intereses del principal. En el caso de las instituciones públicas el problema se remite a cómo los ciudadanos (principal) pueden hacer que los funcionarios públicos (agentes) actúen de acuerdo a sus intereses. Ver, por ejemplo, Stiglitz (2000).

reseña de esta literatura). Recientemente se ha propuesto otro tipo de explicaciones, como por ejemplo las relacionadas a la estructura de impuestos al salario que favorecen el empleo en las empresas públicas en comparación a su efecto en el empleo en las empresas privadas (Poutvaara y Wagener (2008)).

En México, lo que hace característico el caso de las empresas eléctricas públicas son sus bajos niveles de productividad laboral. Ello, como se señalará, parece haber sido uno de los factores que ha presionado al alza los costos de la energía en el país. Para dimensionar las prácticas de empleo y la productividad laboral de las empresas eléctricas públicas en México, teniendo en cuenta las *salvedades* señaladas en la introducción, a continuación se compara el desempeño laboral de LyFC y CFE con empresas eléctricas en otros países en los segmentos distribución y generación. El objetivo de la comparación de indicadores de productividad laboral se limita en este estudio a presentar una aproximación del margen que pudieran tener las empresas eléctricas públicas en México para mejorar su productividad laboral.

5.2.1 Segmento de distribución.

En el estudio comparativo del sector eléctrico de Andres *et al.* (2006), en el que se consideran 181 empresas eléctricas de distribución en América Latina que fueron privatizadas en los pasados 25 años, los autores estiman que estas empresas redujeron en promedio un 38% su planta laboral durante el periodo que va del anuncio de la reforma a un año después de que se da la concesión al sector privado. Más aún, los autores estiman que este ajuste a la baja en el número de trabajadores llegó a ser de hasta 47% en los siguientes cinco años después de la reforma. Esto es, si suponemos que la energía vendida por la empresa promedio de la muestra después de la reforma es igual a la energía vendida antes de la reforma, en promedio se obtuvo una mejora en la productividad laboral entre el 61.3 y el 88.7%.[58] Cabe resaltar que este resultado lo obtuvieron los autores comparando la evolución promedio de las empresas antes y después de la reforma. A pesar de que este incremento en productividad es resultado de un proceso de privatización, la magnitud del cambio estimado puede ser utilizado como un indicador indirecto del margen para mejorar que tienen las empresas eléctricas públicas de

[58] Tasa de crecimiento del producto por unidad de trabajo. Por ejemplo, si se normaliza el número de trabajadores antes del anuncio de la reforma a 1 y definimos Q como el producto en MWh, dicha razón es igual a Q/1; un año después de la reforma el número de trabajadores sería de 1-0.38, y la razón producto por trabajador, asumiendo que la producción no cambia, sería Q/(1-0.38). El incremento en la productividad sería del 61.3%. Este incremento en productividad aumenta a 88.7% si se considera la reducción del empleo en los siguientes cinco años.

distribución en caso de que se estableciera como uno de sus objetivos la mejora en la productividad laboral. En particular, el incremento en la productividad laboral en el primer año de la privatización es un dato significativo dado que es muy probable que en un periodo tan corto los cambios que pudieran darse en el capital sean marginales o inexistentes y, por lo tanto, su impacto en la productividad laboral sean mínimos.

Otro marco de referencia que se puede utilizar para caracterizar a las empresas mexicanas es el desempeño que tienen las empresas eléctricas similares en otros países. Sin embargo, es difícil encontrar empresas con características similares dada la gran cantidad de variables que las determinan, como es la densidad de población y las características geográficas de la zona de servicio, por ejemplo. Sin embargo, se puede dar una primera aproximación general a esta caracterización comparando el desempeño de varias empresas, abstrayéndonos de las posibles diferencias específicas.[59] Utilizando información recolectada por el Banco Mundial,[60] al comparar indicadores de desempeño del segmento de distribución de las empresas eléctricas públicas en México con las observadas en empresas eléctricas grandes (públicas y privadas) en América Latina y el Caribe para el año 2005, se observa que la productividad laboral de las empresas mexicanas dista mucho de encontrase entre las mejores. En la Tabla 8 se reportan indicadores de productividad de 16 empresas, de un total de 81 clasificadas como grandes.[61] Como se observa, si bien CFE y LyFC son de las empresas más grandes de distribución en la región (considerando el número total de conexiones, ocupan el lugar 1 y 3 de la muestra, respectivamente), su productividad laboral se encuentra muy por debajo de las empresas más productivas: CFE y LyFC se colocan, de acuerdo al indicador de energía vendida por trabajador de distribución,[62] en los lugares 32 y 37 (de un total de 81) respectivamente, y en los lugares 36 y 41 de acuerdo al número de conexiones por trabajador.

[59] De hecho, este es un tema de investigación a futuro, el cual requiere un esfuerzo importante de recolección de datos complementarios a los recolectados por el Banco Mundial.

[60] Banco Mundial, Benchmarking Database of the Electricity Distribution Sector in the Latin America and Caribbean Region 1995-2005. http://info.worldbank.org/etools/lacelectricity/home.htm. Esta base de datos consiste en información de 25 países y 249 empresas eléctricas de distribución. De acuerdo al Banco Mundial, esta base de datos es representativa del 88 por ciento de la electrificación de la región. De la muestra, 81 empresas están clasificadas como grandes.

[61] La muestra se seleccionó de tal forma que incluyera las cinco primeras empresas eléctricas de cada indicador (energía vendida por trabajador, número de conexiones por trabajador de distribución y número total de conexiones). Además, se incluyeron las cinco empresas estatales más grandes de acuerdo a sus ventas por trabajador.

[62] De un total de 160 empresas de distribución con datos de MWh/trabajador en 2005 (independiente de su tipo y tamaño), CFE ocupa el lugar número 45, y LyFC ocupa el lugar número 66. Como se mencionó anteriormente, este ejercicio tiene como fin ser una primera aproximación general, por lo que no se consideran factores más específicos que pudieran influir en estas diferencias.

Tabla 8. Comparativo de indicadores de productividad laboral, empresas grandes de distribución de electricidad en América Latina y el Caribe (2005)

País	Empresa	Tipo	Energía Vendida (MWh) por Trabajador de Distribución		Número de Conexiones por Trabajador de Distribución		Número Total de Conexiones	
			Lugar*	Nivel	Lugar*	Nivel	Lugar*	Nivel
Chile	CGE	Privada	1	7,793		n/d	26	1,046,590
Brazil	ELETROPAULO – SP	Privada	2	7,227	6	1,129	4	5,296,170
Brazil	CPFL - PIRATININGA	Privada	3	7,133	12	1,028	22	1,264,497
Colombia	CODENSA	Privada	4	6,703		n/d	14	2,089,907
Argentina	EDENOR	Privada	5	6,505	16	868	11	2,404,204
Brazil	CERJ – RJ	Privada	8	5,376	2	1,451	13	2,120,243
Colombia	EMCALI	Estatal	14	4,553	19	820	48	483,121
Brazil	CELPE	Privada	15	4,533	4	1,214	10	2,441,064
Venezuela	ENELVEN	Estatal	16	4,404	59	227	53	434,794
Bolivia	ELECTROPAZ	Privada	19	3,904	3	1,242	61	360,123
Costa Rica	ICE	Estatal	24	3,786	58	236	45	526,232
Brazil	COELBA – BA	Privada	25	3,696	5	1,184	5	3,844,438
Brazil	COELCE – CE	Privada	26	3,657	1	1,469	12	2,296,856
Mexico	CFE	Estatal	32	3,424	36	499	1	23,265,575
Brazil	CEEE	Estatal	35	2,905	34	519	19	1,330,490
Mexico	LyFC	Estatal	37	2,552	41	436	3	5,720,558
Número Total de Empresas Grandes consideradas en la muestra del Banco Mundial: 81								
Número Total de Empresas Públicas Grandes consideradas en la muestra: 22								

*Lugar, se refiere al lugar que ocupa la empresa al ordenar la muestra en forma descendente de acuerdo al indicador respectivo.
n/d: No disponible.
Fuente: Elaboración con base en datos del Banco Mundial, Benchmarking Database of the Electricity Distribution Sector in the Latin America and Caribbean Region 1995-2005. http://info.worldbank.org/etools/lacelectricity/home.htm.

Así, suponiendo que son empresas comparables, si en 2005 las empresas mexicanas hubieran trabajado con los estándares de EMCALI de Colombia (la empresa estatal con mejor desempeño en energía vendida por trabajador), LyFC hubiera tenido un sobre-empleo aproximado de 44%, mientras que CFE de alrededor de 25%.[63] En el caso extremo, si se compara con el estándar de la empresa con mejor desempeño en este criterio, CGE de Chile, el sobre-empleo sería del 67% en LyFC y de 56% en CFE. Tomando la estimación de la Secretaría de Energía (SENER) de una tasa media de crecimiento anual de las ventas de electricidad del sector público de 3.5% para la zona central del país y de 5.1% para el resto del territorio nacional para el periodo 2007-2016,[64] se estima que si CFE mantiene en niveles de 2006 su planta laboral en el segmento distribución, le tomaría hasta el 2011 igualar la energía vendida por trabajador de distribución que se observa en la empresa EMCALI de Colombia

[63] Si se toma como indicador de productividad laboral el número de conexiones por trabajador, los porcentajes de sobre-empleo serían 47 y 39% respectivamente. Estos porcentajes de sobre-empleo se obtienen de la razón (Productividad Laboral en Y – Productividad Laboral en X) / Productividad Laboral en Y.

[64] Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016, SENER, México, 2007. Para menores tasas de crecimiento, la convergencia a niveles de productividad laboral semejantes a las de otras empresas eléctricas de AL sería más tardado. Las tasas de medias de crecimiento para el periodo 2007-2017 reportadas en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, son de 1.8% para la zona centro y 3.8% para el resto del país.

(con los mismos supuestos, le tomaría hasta 2021 alcanzar los parámetros de CGE de Chile). Por su parte, congelando la planta laboral de LyFC de 2006 en el segmento distribución, esta empresa alcanzaría el nivel de energía vendida por trabajador de distribución observado actualmente en EMCALI de Colombia hasta 2024.

5.2.2 Segmento de generación.

En este segmento también se presenta una baja productividad laboral de CFE en comparación con el desempeño y práctica de empresas eléctricas internacionales. De la misma manera que en la sección anterior, en el presente ejercicio se pretende ilustrar cuál es el margen para mejorar en productividad laboral en el segmento de generación eléctrica.

Al comparar la energía generada por trabajador y la capacidad instalada por trabajador de CFE con los mismos indicadores de las filiales latinoamericanas de la empresa española Endesa,[65] por ejemplo, se observa que la productividad laboral en CFE es, por lo menos, 60% más baja que la productividad de Endesa. Para 2005, la energía generada por trabajador en el segmento de generación en CFE fue de 9.8 GWh, mientras que en Endesa-Chile fue de 24.5 GWh. En ese mismo año, la capacidad instalada por trabajador en CFE y Endesa-Chile fue de 2.2 y 6.1 MW respectivamente (ver Gráfica 7).

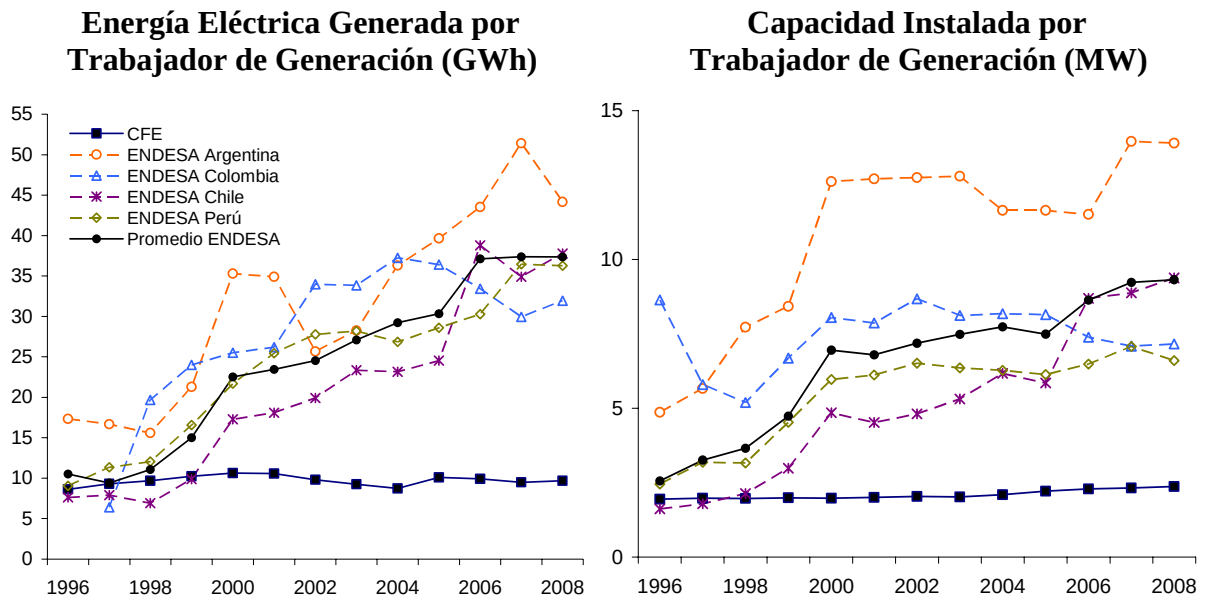
Los indicadores agregados de empleo en generación tienen el inconveniente de no considerar diferentes combinaciones de tecnologías que se pueden presentar en las empresas. Sin embargo, estudios más detallados realizados por Salomon Associates, que comparan el personal ocupado de plantas de generación con tecnología similar, muestra la misma tendencia. A petición de CFE, la empresa Salomon Associates realizó estudios comparativos (*"benchmarking")* de algunas unidades generadoras de electricidad de CFE en 2004 y 2005, tomando como referencia 300 unidades generadoras a nivel internacional (ver Salomon Associates (2004a, 2004b, 2005)).[66] Las tecnologías consideradas en el análisis fueron: 1) térmica convencional; 2) ciclo combinado; y, 3) carboeléctricas. Las unidades generadoras consideradas en el estudio son representativas de plantas de CFE que en conjunto suman una

[65] Endesa es una empresa española con participación en empresas eléctricas en varios países de América Latina. http://www.endesa.es/Portal/es/default.htm.

[66] Informes obtenidos a través de la Auditoría Superior de la Federación, "Auditoría Especial de Desempeño." Dirección General de Auditoría de Desempeño a las Funciones Productivas y de Infraestructura. Respuesta a la solicitud de acceso a la información pública gubernamental, folio 056, agosto de 2006. Los estudios fueron realizados en los años 2004 y 2005, utilizando información de 2002 y 2003.

capacidad de 16,322 MW, aproximadamente el 45% de la capacidad térmica total bajo control de la CFE en 2006.[67]

Gráfica 7. Indicadores de productividad laboral, segmento generación



Fuente: Elaboración con información de CFE, informes anuales, y Endesa (Argentina, Colombia, Chile y Perú), Memoria Anual, varios años, http://www.endesa.cl/Endesa_Chile/action.asp?id=00010&lang=es

En la Gráfica 8 se muestran algunas de las gráficas reportadas por Salomón Associates. En ellas, las unidades de generación se ordenan en forma ascendente de acuerdo al número de trabajadores por unidad de capacidad. Las posiciones que ocupan las unidades de generación de CFE dentro de la muestra considerada se encuentran señaladas con pequeños círculos. Destaca de las gráficas que las plantas de CFE se encuentran entre las que más trabajadores emplean en la industria para los diferentes tipos de tecnologías consideradas. En el caso de las unidades a base de combustóleo y de carbón, las unidades generadoras de CFE se encuentran rezagadas aún con respecto a las unidades de la muestra que emplean un mayor número de trabajadores. Por su parte, las unidades de ciclo combinado de CFE no son de las que más personal emplean, pero se encuentran alejadas de la mediana de la muestra (aproximadamente 70% más de personal).

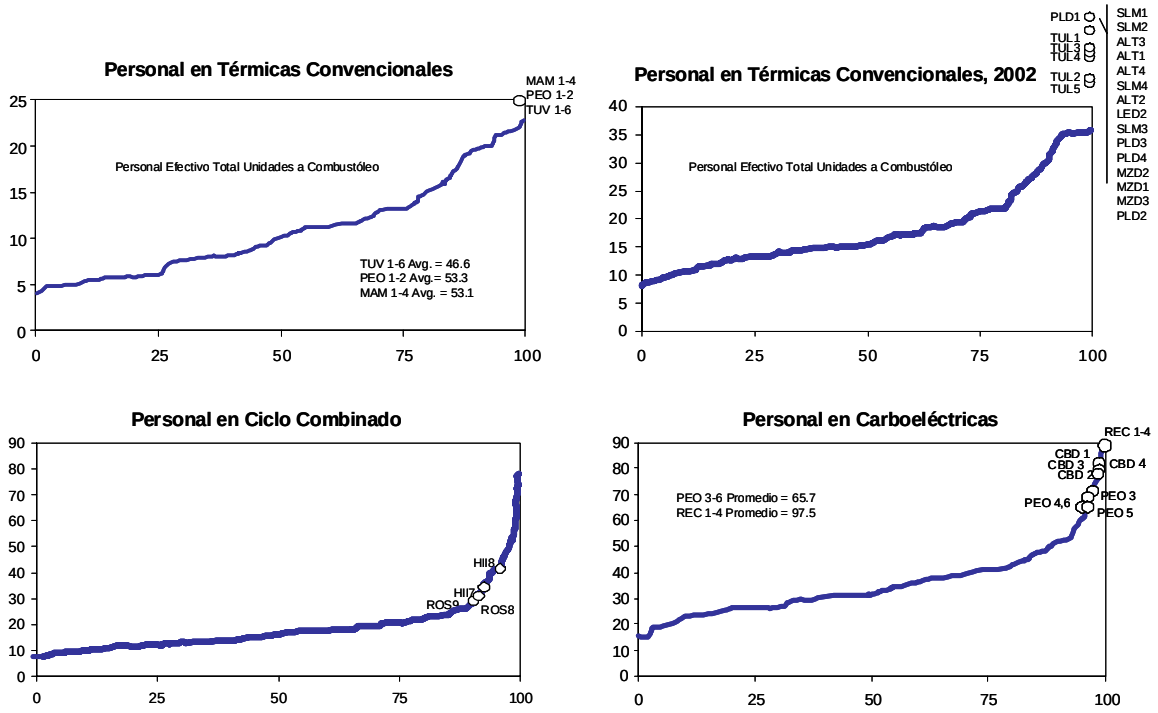
Con base en estas comparaciones, las recomendaciones de Salomon Associates se centran en la necesidad de realizar estudios de personal, de tener una mejor administración del personal

[67] Todas las plantas eléctricas consideradas en el estudio de Salomon Associates son operadas por CFE. El porcentaje de 45% es sobre toda la capacidad térmica de CFE en 2006, incluyendo las plantas de los Productores Independientes de Energía, que operan bajo contrato de largo plazo de compra de energía con CFE.

ocupado, de revisar las prácticas de contratación (de contratistas y de personal temporal), así como en la necesidad de disminuir el ausentismo de los trabajadores.

Gráfica 8. Indicadores de productividad laboral, segmento generación comparativo a nivel de unidades de generación. Resultados de Salomon Associates

(Trabajadores efectivos* / 100 MW)



*Incluye trabajadores permanentes, sustitutos y adicionales, tiempo extraordinario, contratistas y parte proporcional de Subgerencia, Gerencia y Subdirección.
Los círculos representan la posición de las unidades de generación de CFE, la clave de sus nombres se encuentra señalado.

Fuente: Salomon Associates, (2004a, 2004b, 2005). Reproducción de gráficas del informe obtenido a través de la Auditoría Superior de la Federación, "Auditoría Especial de Desempeño." Dirección General de Auditoría de Desempeño a las Funciones Productivas y de Infraestructura. Respuesta a la solicitud de acceso a la información pública gubernamental, folio 056, agosto de 2006.

5.2.3 Impacto de la baja productividad laboral

De acuerdo a la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2007 y a los estados de resultados de las empresas eléctricas públicas, el costo de los servicios personales (sueldos, salarios y gastos de previsión social) del personal activo representaron alrededor de1 11.3% de los costos totales. Por su parte, el pago de pensiones y jubilaciones representaron alrededor del 6.2% de los costos.[68]

[68] Estimaciones con base en los resultados financieros de CFE y LyFC y de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2005. En el cálculo del costo agregado de las empresas eléctricas públicas se evitó la doble contabilización al excluir las compras de

Una política que trate de mejorar la productividad laboral de las empresas eléctricas públicas en México a niveles semejantes a los observados en las empresas eléctricas más productivas de Latinoamérica podría reducir considerablemente el costo de la electricidad; por ejemplo, un incremento de la productividad laboral en un 61% en 2007 se estima podría representar una reducción en el costo total del suministro eléctrico en alrededor de un 4.3% ($13.7 mmp de 2007).[69]

Internacionalmente existen ejemplos en los que empresas eléctricas han implementado políticas que buscan incrementar su productividad laboral. Un caso es la empresa Japonesa TEPCO, una de las más grandes a nivel internacional, que tiene el monopolio del suministro eléctrico en Tokio. Esta empresa ha implementado medidas para reducir el número de empleados a través de la revisión de su organización y de sus operaciones, y la automatización de sus procesos. Así, del 2000 a marzo de 2008 esta empresa redujo su planta laboral 7.6%.[70] Otro ejemplo es el programa "Altitude" de mejora de desempeño del grupo Électricité de France, que en 2005 contemplaba una tasa de reemplazo no mayor al 30% de 9,000 trabajadores a retirarse en el periodo 2005-2007,[71]

5.3 Efecto agregado de la baja productividad y del nivel de las percepciones laborales

Las estimaciones presentadas anteriormente tienen como fin dimensionar el orden de escala de los costos asociados a la baja productividad laboral y al premio en percepciones de los trabajadores de las empresas eléctricas públicas. Se estima que: 1) la baja productividad laboral podría haber representado en 2007 un 4.3% de los costos totales de las empresas eléctricas públicas; 2) el poder de negociación sindical en la determinación de los incrementos

---

energía de LyFC a CFE, por lo que el costo agregado resulta menor que la suma de los costos por empresa. Asimismo, estos costos no incluyen los costos actuariales del año de las obligaciones laborales.

[69] Un incremento de la productividad laboral del 61% es semejante al promedio del incremento de la productividad laboral estimado en el estudio de Andres *et al.* (2006) un año después de haberse implementado reformas en el sector en diversos países de AL (ver sección 3.2.1.). Por su parte, considerando las prácticas internacionales de productividad laboral en plantas de generación en comparación con las observadas en CFE, este incremento del 61% resulta conservador.

Manteniendo el nivel de la energía vendida constante, el incremento de 61% de la productividad laboral correspondería a una planta laboral igual al 62% de la existente, que se reflejaría en reducciones proporcionales en pago de sueldos, salarios y prestaciones. En el cálculo no se incluyó la disminución correspondiente del costo de las obligaciones laborales de los trabajadores activos, por lo que las reducciones estimadas en los costos totales representan una aproximación de la cota inferior de las posibles reducciones.

[70] De 41,403 empleados a 38,250. Fuente: TEPCO, "Fiscal 2006 Business Management Plan", y "TEPCO at a Glance", en http://www.tepco.co.jp/en/.

[71] Este programa se implementó desde 2004 teniendo como objetivo mejorar la productividad y reducir costos de la empresa. Fuente: EDF Group, Annual Report 2005, Management Report. http://www.edf.fr/html/ra_2005/uk/pdf/ra2005_gestion_full_va.pdf.

salariales durante el periodo 2000-2007, representaría un 2.9% de los costos en 2007 tomando como indicador de productividad el número de usuarios por trabajador (4.6% si alternativamente se utiliza la energía vendida por trabajador); y 3) el costo de mantener pensiones en LyFC 1.86 por arriba de las percepciones medias de los trabajadores activos, en comparación con el factor 1.02 observado en CFE, podría haber representado 1.4% de los costos totales de la industria (incluidas CFE y LyFC). Como se observó, cada uno de estos conceptos considerados por separado no representa un porcentaje elevado de los costos totales. Sin embargo, tomados en conjunto, representan un costo significativo: el efecto conjunto suma el 7.5% de los costos totales en 2007.[72]

6. Estructura de subsidios entre participantes de la industria

La existencia de sobre-costos genera en las empresas eléctricas públicas presiones para encontrar fuentes de financiamiento diferentes a los ingresos por venta de energía. La exclusividad de CFE y LyFC del servicio de suministro público de electricidad en el país les proporciona diversos mecanismos que les abren la posibilidad de obtener recursos a expensas de otros agentes participantes en el sector, reforzando así a que los incentivos no necesariamente conduzcan al uso eficiente de los recursos.[73] En esta sección se describen algunos de estos mecanismos. Además, se describe parte de la estructura de subsidios y transferencias que se dan en el sector.

6.1 Transferencias entre entidades federales

Subsidio cruzado de los organismos y entidades federales a las empresas eléctricas públicas. En Febrero de 2002, conjuntamente al ajuste de las tarifas residenciales, se crearon las tarifas destinadas a la "producción y provisión de bienes y servicios públicos federales", las cuales

[72] Para evitar la doble contabilización en el agregado, se consideró el costo por el efecto del incremento de los salarios por arriba del incremento en productividad sólo para el 62% de la planta laboral; para el restante 38% se estimó el monto total de sus salarios y prestaciones y se le asocio al costo por baja productividad laboral. Es decir, el impacto del poder sindical en salarios se estimó en 1.8% de los costos totales, en lugar del 2.9% reportado sin considerar el ajuste por baja productividad.

[73] Sappington y Sidak (2003), por ejemplo, señalan que la existencia de múltiples objetivos de las empresas públicas, diferentes a la maximización de las utilidades, pueden llevar a comportamientos anticompetitivos, como la creación de barreras a la entrada y elevación de los costos de operación de las empresas competidoras, por ejemplo.

son las tarifas vigentes multiplicadas por un factor de 2.5 y que son aplicadas a los organismos y entidades federales.[74]

La creación de este sobre-precio a la electricidad consumida por el Gobierno Federal, motivada por la necesidad de respaldar las finanzas de las empresas eléctricas públicas ante los efectos de la modificación de las tarifas residenciales, es en realidad la cesión de un subsidio cruzado, indirecto, del Gobierno Federal a las empresas eléctricas públicas. Estos subsidios alcanzan niveles del 4.7% de los ingresos totales de LyFC y de 2.6% de los ingresos de CFE.[75] Es en diciembre de 2007, cuando se decreta que dicha tarifa especial se suprimirá a partir del 1 de enero de 2010.[76]

Endeudamiento del Gobierno. La falta de pago del servicio de energía eléctrica y la consecuente acumulación de adeudos por parte de los tres niveles de gobierno, representa un financiamiento implícito de las empresas eléctricas estatales a los distintos niveles de gobierno. En 2005 dichos adeudos representaron el 56% del total de las deudas y documentos por cobrar de LyFC ($4.3 mmp), mientras que para CFE representaron el 9% ($2.6 mmp).[77]

La mayor parte de la deuda gubernamental es deuda de organismos y dependencias federales. Destacan, sin embargo, los niveles de endeudamiento que mantienen los municipios en comparación con el de los Estados. En el caso de CFE, los adeudos municipales casi duplicaron el monto de los adeudos estatales ($697.8 mp vs. $319.9 mp en 2005 respectivamente), mientras que en LyFC la mayoría es deuda municipal ($500 mp. vs. $7.2 mp, respectivamente).

El Aprovechamiento. A diferencia de LyFC, CFE tiene por ley la obligación de transferir recursos al Gobierno Federal como pago por el "aprovechamiento" de bienes de dominio público, equivalentes al 9% del nivel de los activos de la empresa.[78] Para 2005, el

---

[74] "Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas", publicado el 7 de febrero del 2002. Diario Oficial de la Federación. El Gobierno Federal puede demandar energía a baja, mediana y alta tensión; por ejemplo, PEMEX puede demandar energía a alta, media y baja tensión y los edificios públicos a mediana y baja tensión. Se exenta de este sobre-precio a las instituciones de educación pública, a la Comisión Nacional del Agua del sistema Cutzamala y a la propia CFE y LyFC.

[75] Estimación propia con información para CFE correspondiente al periodo enero-septiembre de 2006 y para LyFC, al periodo enero-diciembre 2005. Fuente, CFE y LyFC, pedimento IFAI, Folio 1850000041806 y 1816400087406.

[76] Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, Diario Oficial de la Federación, 26 de diciembre de 2007.

[77] La deuda gubernamental incluye deuda de municipios, gobiernos estatales y organismos y dependencias públicas federales, incluyendo empresas paraestatales. Se incluyen adeudos vencidos. Fuente: SENER y Estados Financieros Dictaminados, CFE y LyFC.

[78] El Gobierno Federal al asumir los pasivos de CFE en la segunda mitad de los 80´s, se adjudicó el derecho de percibir pagos de la CFE iguales al monto que la empresa se ahorraría por pago de intereses. Estos pagos, "aprovechamientos", con cargo a

aprovechamiento representaba alrededor del 21% de los costos totales de CFE y el 75% de los subsidios. Así, por un lado, el aprovechamiento se registra como un cargo a la empresa, pero por otro, se le retiene como parte de las transferencias del Gobierno Federal, lo que resulta en realidad en una transacción contable. En LyFC no existe este concepto de aprovechamiento, por lo que el total del subsidio a esta empresa sí implica transferencias de recursos.

Bajo margen de comercialización de LyFC a favor de CFE. LyFC funciona como una empresa distribuidora que compra a CFE alrededor del 95% de la energía que requiere para abastecer de energía a su zona de influencia.[79] De acuerdo a las transacciones entre las empresas eléctricas públicas en 2005, CFE vende energía a LyFC a tarifas muy semejantes a las que ésta última vende a la gran industria, lo que deja a LyFC con un nulo margen de comercialización.[80] Cabe señalar que los costos por kWh del suministro de energía a empresas pequeñas y a los hogares (que representan alrededor del 69% de las ventas totales de la empresa), sobrepasan en más del 100% los precios promedios de la industria. Además, LyFC presenta elevadas pérdidas de energía, de más del 30% de total de la energía disponible, lo que eleva considerablemente sus costos de operación.

CFE por su parte, al tener a su disposición diferentes posibilidades tecnológicas en sus plantas de generación (por ejemplo, plantas hidroeléctricas y de carbón, cuyo costo es de los más bajos), puede mantener en algunos casos costos de generación de electricidad menores a los costos de venta de energía a LyFC.[81] Esto es, al no existir un mercado de compra de energía al mayoreo, LyFC no puede aprovechar la diversidad de tecnologías ni la diversidad de costos asociados con que dispone CFE. Así, los altos precios de la energía para reventa, aunado a los altos costos de operación, diluyen toda posibilidad de LyFC de obtener ingresos netos positivos.

---

los estados de resultados de CFE, se formalizaron en la LSPEE en su reforma de 1986, y se estableció que se destinarían para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica. En la actualidad se ha permitido utilizar estos recursos para cubrir los subsidios que otorga el Gobierno Federal a CFE, medida que compite con el objetivo original de utilizar estos recursos para financiar infraestructura eléctrica.

[79] El principal suministrador de energía eléctrica a nivel nacional es CFE, que controla la generación de electricidad a través de sus propias plantas o a través de los contratos de compra-venta con los Productores Independientes de Energía (plantas privadas con contratos de compra-venta de largo plazo con CFE).

[80] Los precios de compra de energía a CFE por parte de LyFC ($0.8609 pesos por kWh) resultan ser semejantes al precio promedio pagado por CFE por la energía proveniente de los Productores Independientes de Energía ($0.8381 pesos por kWh, si se incluye el cargo por energía y por capacidad). Fuente: Datos de los cargos a PIE, estimado con datos de enero a noviembre de 2005, CFE. Solicitud de acceso a la información, IFAI, Folio 1816400100605 y 1816400100705. Datos del costo de la energía que CFE vende a LyFC, CFE. Solicitud de acceso a la información, IFAI, Folio 1816400070006.

[81] En 2005, la diferencia en costos por kWh entre CFE y LyFC era de 55%. Fuente: Estimación con base en información del 6° Informe de Gobierno, 2006.

6.2 Transferencias del sector privado a las empresas eléctricas públicas.

Los problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas implican sobre-costos para la industria y potenciales desventajas en un ambiente competitivo internacional. Una alternativa para reducir los costos de producción y asegurar el suministro eléctrico ha sido la instalación de plantas de generación para abastecimiento privado. Actualmente la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) permite a las empresas instalar sus propias plantas de generación, con fines de autoabastecimiento, bajo las figuras de permisionarios privados (cogeneración, autoabastecimiento y pequeño productor). Si bien estos esquemas han servido para el abastecimiento local de energía, el uso de la red eléctrica pública permite potenciar el aprovechamiento de las ventajas del autoabastecimiento. A pesar de que la LSPEE autoriza a CFE y LyFC ofrecer el servicio de transmisión de energía por la red eléctrica pública, el control de la red eléctrica les permite determinar en cierta medida la viabilidad y condiciones de las conexiones de nuevos usuarios.

Acceso a los Servicios de la Red Eléctrica. El control de CFE y LyFC sobre la red eléctrica es muy amplio: i) CFE tiene el control de la red eléctrica, vía el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE);[82] ii) ambas empresas tienen el control de la información que se genera por el manejo de la red de transmisión y distribución en sus respectivas áreas de influencia, siendo ellas las únicas que pueden determinar con precisión la viabilidad técnica de las nuevas conexiones; y iii) el control de la red eléctrica y el manejo de información sobre las características de su funcionamiento, permiten a ambas empresas tener una gran influencia en la determinación de la expansión de la misma.

La doble función de CFE y LyFC de abastecer energía y a la vez controlar la red eléctrica podría generar un conflicto de intereses, pues las plantas privadas de autoabastecimiento, que potencialmente podrían reducir la base de usuarios de las empresas públicas, adquieren el acceso a la red eléctrica sólo bajo un convenio con estas empresas. Así, el control de la información sobre la capacidad de interconexión del sistema eléctrico da a las empresas públicas la posibilidad de poder dictaminar como no factibles proyectos que pudieran amenazar su posición en el abastecimiento de energía.

[82] El CENACE es el órgano encargado de garantizar en todo momento el abastecimiento de electricidad y de la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Para realizar su función, entre sus competencias se encuentra la de autorizar la entrada y salida de operación de las plantas generadoras conectadas a la red e inhabilitar líneas de transmisión por motivos de mantenimiento o reparación, por ejemplo. Entre la información que recaba durante sus funciones se encuentra la dirección de los flujos de energía dentro de la red, la capacidad real de las líneas de transmisión, sus periodos de congestionamiento, etc.

Los contratos de interconexión. Una vez que se califica como factible la interconexión con la red eléctrica, los nuevos usuarios del servicio público, así como los permisionarios privados, deben pasar por un proceso de negociación con CFE o LyFC para definir las características de la infraestructura que es necesario construir o modificar para tener acceso a la red eléctrica. La LSPEE establece la aplicación de un pago, "aportación", a favor de las empresas eléctricas públicas y a cargo de los solicitantes con el fin de cubrir los costos de dicha obra. En su caso, se permite al usuario realizar por sí mismo las obras de infraestructura bajo la dirección y supervisión de CFE o LyFC.

El Reglamento en Materia de Aportaciones regula la relación entre las empresas eléctricas públicas y los usuarios; sin embargo, algunos aspectos concretos de definición de la obra a realizar y de determinación del monto de las aportaciones quedan a negociación entre los particulares y las empresas eléctricas públicas.[83]

Una vez terminadas las obras, por ley, éstas pasan a formar parte del patrimonio de las empresas eléctricas públicas, sin mediar compensación alguna, lo que las convierte en claras transferencias de los usuarios a la CFE y LyFC. Las aportaciones han resultado ser una fuente importante de recursos, particularmente para LyFC. Así, a pesar de que LyFC es una empresa que comercializa alrededor del 15% del servicio público de energía eléctrica, recibe por concepto de aportaciones montos superiores a los de CFE. Para 2002, el monto de las aportaciones recibidas por LyFC representaba el 18% de la inversión neta en activos fijos; para 2005, su monto llegó a representar el 29%.[84]

Cargos por servicio de transmisión. Las empresas eléctricas públicas tienen incentivos a establecer cargos elevados por servicio de transmisión que les permitan hacer frente a los altos costos en otros rubros o segmentos de la industria (por ejemplo, por pérdidas de energía o por costos laborales). Las oportunidades para elevar los cargos por servicios de transmisión son múltiples, entre los cuales podemos identificar los siguientes: a) la metodología de determinación de cargos por servicio de transmisión no contempla pagos a los usuarios de la

[83] La función de la CRE en el Reglamento, se concreta en aprobar el catálogo de precios de los materiales y mano de obra para la realización de las obras requeridas, aprobar los modelos de convenio de suministro, e intervenir a petición de los usuarios para que sirva de mediador en caso de conflicto. En dado caso, la intervención de la CRE depende de la información otorgada por CFE.

[84] El monto de las aportaciones registradas en los Estados Financieros de CFE incluye las aportaciones de particulares, de gobiernos estatales y municipales, sin presentar un desglose por componentes. Tampoco se diferencia el origen de estas aportaciones, si son por interconexiones para servicio público o para servicio de transmisión de permisionarios. En 2005, por ejemplo, las aportaciones recibidas por LyFC fueron del orden de $1,363,518 millones de pesos, mientras que en CFE fueron $627,747 millones de pesos. Fuente: Estados Financieros de LyFC.

red en los casos en que exista un beneficio para la empresa eléctrica pública por la interconexión con el usuario. Esto resta incentivos al desarrollo de proyectos de generación que pudieran mejorar la estabilidad de la red eléctrica; b) se permite trasladar los aumentos en costos a los cargos por servicio de transmisión; por ejemplo, la metodología incluye implícitamente un cargo proporcional por pérdida de energía; y c) se permite discrecionalidad a las empresas eléctricas públicas en la determinación de algunos componentes del costo, principalmente en los cargos por transmisión en baja tensión (menor a 69kV). Cabe mencionar que la efectividad de la supervisión de la CRE, contemplada en la metodología, depende crucialmente de la calidad de la información proporcionada por las mismas empresas públicas. Bajo el esquema vigente, los incentivos a establecer cargos elevados por servicio de transmisión introducen distorsiones para el desarrollo de proyectos eléctricos que podrían ser socialmente necesarios.

7. Conclusión

Es muy probable que en México sigamos viendo en los próximos años precios de la electricidad mayores a los de EE.UU. y a los de otros países con los que competimos internacionalmente. Esto se debe, en parte, a la estructura tecnológica de las plantas de generación eléctrica con las que dispone el país y a la alta volatilidad de los precios de los hidrocarburos. Sin embargo, el incremento en los precios de los combustibles y el consecuente incremento en el precio de la electricidad han hecho más evidente los problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas en el país.

La reducción de los costos de la energía eléctrica no es una tarea que se pueda realizar en el corto plazo y por un solo frente, ya que no existe un factor único que explique el deterioro de los costos de operación en CFE y LyFC. En particular, en el presente artículo se identificaron las siguientes fuentes de sobre-costo de las empresas eléctricas públicas: i) pérdidas de energía susceptibles de ser controladas (que podría representar un 2.8% del costo total incurrido por las empresas eléctricas públicas en 2007); ii) baja productividad laboral (4.3% del costo total de las empresas eléctricas públicas); iii) crecimiento de los salarios por arriba de la productividad laboral (premio en percepciones, que se estima representó el 2.9% de los costos totales en 2007, 1.8% si se considera conjuntamente el ajuste por productividad laboral); iv) exceso de las percepciones de los jubilados de LyFC en comparación con las percepciones de

los trabajadores activos (1.4% del costo total de las empresas eléctricas públicas). A pesar de que esta lista de factores de sobre-costos no es exhaustiva, los factores mencionados en conjunto pudieron haber representado 10.3% de los costos totales de CFE y LyFC en 2007. Estos sobre-costos son equiparables a la estimación del impacto del incremento de los costos de combustibles en el periodo 1999-2007, estimados en alrededor de un 11.5% del costo total de las empresas públicas en el último año del periodo.

El efecto de las ineficiencias en el sector eléctrico se expande más allá de los límites propios del sector: al ser la electricidad un insumo de uso generalizado, el costo social de estas ineficiencias es posiblemente mucho mayor que el costo directo sobre las finanzas de las empresas eléctricas públicas y sobre el erario. Por ejemplo, existen costos indirectos adicionales a las empresas y hogares, como los propiciados por las interrupciones, por la baja calidad del suministro y por las distorsiones en la industria, que no se contabilizaron en el presente ejercicio. Asimismo, la complejidad de la estructura de transferencias entre empresas y gobierno, causada en parte por las presiones de costos en las empresas eléctricas públicas, hace poco transparente la evaluación de su desempeño. En general, esta estructura de transferencias no es congruente con un esquema de incentivos para el control de los costos de CFE y LyFC.

En este contexto, el reto es crear mecanismos que induzcan la reducción de costos y la mejora de la calidad del servicio en las empresas eléctricas públicas. Para tal fin adquiere relevancia la discusión de propuestas para transparentar y regular las operaciones de CFE y LyFC: la redefinición y delimitación de los objetivos de las empresas eléctricas públicas, la mejora de sus prácticas de gobierno corporativo, la separación contable de sus diferentes segmentos, la revisión de sus criterios para decidir los incrementos salariales y la contratación de personal, la revisión de sus regimenes de pensión (en particular de LyFC), la creación de un órgano independiente con capacidad técnica y de acceso a la información para la supervisión de su funcionamiento y desempeño y el reforzamiento de las atribuciones regulatorias de la Comisión Reguladora de Energía, entre otras medidas.

Referencias

Alchian, Armen A. y Harold Demsetz (1972), Production, information costs, and economic organization, *American Economic Review*, Vol. 62(5), pp. 777-95.

Andres, Luis, Vivien Foster y José Luis Guash (2006), The impact of privatization on the performance of infrastructure sector: The case of electricity distribution in Latin American countries, World Bank Policy Research Working Paper 3936.

Bakovic, Tonci, Bernard Tenenbaum y Fiona Woolf (2003), Regulation by contract: A new way to privatize electricity distribution?, Energy & Mining Sector Board Discussion Papers Series, Banco Mundial, Paper núm. 7.

Banco de México (2007), "Informe sobre la Inflación, Abril-Junio 2007", http://www.banxico.org.mx/publicaciones/JSP/b_informeInflacion.jsp.

Brophy, Aoife y Pollit, Michael (2009), Efficciency analysis of energy networks: An international survey of regulators, EPRG working paper 0915, Cambridge working paper in economics 0926.

Besant-Jones, John E. (2006), Reforming power markets in developing countries: What have we learned?, Energy and Mining Sector Board Discussion, World Bank,, Paper núm. 19.

Bresnahan, Timothy F. y Trajtenberg, Manuel (1995), General purpose technologies "engines of growth?," NBER working paper series, vol. w4148.

Boycko, Maxim, Andrei Shleifer y Robert W. Vishny (1996), A theory of privatization. *Economic Journal*, 106(435), pp 1-33.

Chiquiar, D., Fragoso, E. y Ramos Francia, M. (2007), La ventaja comparativa y el desempeño de las exportaciones manufactureras mexicanas en el periodo 1996-2005, Documento de investigación del Banco de México núm. 2007-12. http://www.banxico.org.mx/tipo/publicaciones/DocumentosInvestigacion/doctos.html.

Dewenter, Kathryn L. y Paul H. Malatesta (2001), State-owned and privately owned firms: An empirical analysis of profitability, leverage, and labor intensity, *American Economic Review*, Vol. 91, núm. 1, pp. 320-334.

Ehrenberg, R.G. y J. L.Schwartz, (1986), Public-sector labor markets, en O. Ashenfelter y R. Layard, eds., "Handbook of labor economics," vol. 2, North-Holland, Amsterdam.

Estache, Antonio, Martín A. Rossi y Christian A. Ruzzier (2004), The case for international coordination of electricity regulation: Evidence from the measurement of efficiency in South America, Journal of Regulatory Economics, núm. 25:3, pp. 271-295.

Forni, Lorenzo y Raffaela Giordano (2003), Employment in the public sector, CESifo working paper series, núm. 1085.

Gordon, Roger H. (2003), Taxes and privatization, en "Public finance and public policy in the new century," S. Cnossen, eds., The MIT press.

Glachant, Jean-Michel y Dominique Finon (2005), A competitive fringe in the shadow of a state owned incumbent: The case of France, Cambridge working papers in economics 0524.

Gregory, Robert G. y Jeff Borland (1999), Recent developments in public sector labor markets, en O. Ashenfelter y D. Card, eds., "Handbook of labor economics," vol. 3, North-Holland, Amsterdam.

Hart, Oliver, Andrei Shleifer y Robert W. Vishny (1997), The proper scope of government: theory and an application to prisons, *Quarterly Journal of Economics*, núm. 112:4, pp. 1127-1161.

Helpman, E. (1998), "General purpose technologies and economic growth", The MIT Press.

Krueger, Anne O. (1990), Government failures in development, *Journal of Economic Perspective*, vol. 4(3), pp. 9-23.

Lipsey Richard G., Bekar Cliff y Carlaw Kenneth (1998), The consequences of changes in GPTs, en Helpman E., "General purpose technologies and economic growth", The MIT Press.

Newbery, David M. (1999), "Privatization, restructuring, and regulation of network utilities", The MIT press.

Newbery, David M. (2002). "Issues and options for restructuring electricity supply industries", Working paper CMI EP No. 01/DAE No. 0210, Department of applied economics, University of Cambridge, Cambridge.

Poutvaara, Panu y Andreas Wagener (2008), Why is the public sector more labor-intensive? A distortionary tax argument, *Journal of Economics*, Springer, vol. 94(2), pages 105-124.

Salomon Associates (2004ª), Análisis comparativo del desempeño de unidades carboeléctricas y térmicas convencionales 2002, Resultados fase 2; febrero de 2004. Solicitud de acceso a la información pública gubernamental a la Auditoría Superior de la Federación, Folio 056.

____(2004b), Power generation comparative performance analysis, operating year 2004. Solicitud de acceso a la información pública gubernamental a la Auditoría Superior de la Federación, Folio 056.

____(2005), Análisis comparativo del desempeño de unidades ciclo combinado 2002/2003 y térmicas convencionales 2002, Resultados fase III; abril 2005. Solicitud de acceso a la información pública gubernamental a la Auditoría Superior de la Federación, Folio 056.

Sappington, David E.M. y J. Gregory Sidak (2003), Incentives for anticompetitive behavior by public enterprises, *Review of Industrial Organization*, núm 22, pp. 183-206.

Shleifer, Andrei (1998), State versus private ownership, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 12(4), pp. 133-150.

Stiglitz, Joseph E. (2000), "Economics of the Public Sector," Tercera edición, W.W. Norton & Co.

Jamasb, Tooraj, Mota, Raffaella, Newbery, David y Pollitt, Michael (2005), Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance. Working paper, World Bank.

Valencia Armas, Alberto (2006), Empleo, salarios y pensiones de retiro, en Ham Chande, Roberto y Ramirez Lopez , Berenice P. eds., "Efectos económicos de los sistemas de pensiones," México, El Colegio de la Frontera Norte / Plaza Valdés Editores.

Vickers, John y George Yarrow (1991), Economic perspectives on privatization, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5:2.