

Situación del Sector Eléctrico en México

Armando Llamas, Federico Viramontes, Oliver Probst,
Ruth Reyna, Aníbal Morones y Manuel González.

Centro de Estudios de Energía, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Campus
Monterrey

Ave. E. Garza Sada 2501 Sur, Monterrey, NL. Tel: (81) 81582001. allamas@itesm.mx

Resumen En México, la competitividad en la industria que hace uso intenso de energía ha sido impactada debido a las fluctuaciones en los precios de los energéticos, especialmente del gas natural y de la electricidad. Este artículo presenta una breve descripción de la situación del sector eléctrico mexicano, de la capacidad instalada, de la generación y el costo de generación de electricidad por tipo de tecnología. Se habla también de la evolución reciente de las tarifas de alta tensión de CFE, el impacto que el costo de combustibles tiene en las mismas y se hace una comparación de costos de generación y precios de venta. También, se comparan el consumo real de combustibles y los coeficientes alfa utilizados para calcular las tarifas de alta tensión. Por último, se hacen algunas observaciones sobre la alternativa del autoabastecimiento.

1. Introducción

En los últimos años se han registrado grandes fluctuaciones en el precio de los energéticos, particularmente en el gas natural. También se ha experimentado un aumento continuo en las tarifas eléctricas. Lo anterior impacta la competitividad de las empresas que hacen un uso intensivo de la energía.

El escenario descrito obliga a buscar alternativas confiables para el suministro energético, tales como combustibles alternativos, generación propia de electricidad por parte de las empresas, privilegiando los esquemas de cogeneración, y la implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de energía.

En el presente documento se da una panorámica de la situación del sector eléctrico mexicano y sus participantes, enfatizando la gran dependencia del gas natural.

2. Breve Descripción del Sector

2.1. Capacidad Instalada y Participación Externa

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México, a Diciembre de 2003, se muestra en la Tabla 1 ([1], [2] y [3]). Como se puede apreciar en la tabla, las compañías eléctricas paraestatales (CFE y LFC) representan el 76% de la capacidad instalada. Es importante destacar que en la actualidad la participación privada (PIE, autoabastecimiento y cogeneración) es del orden del 20%. En total, los productores externos¹ suman el 23.9% de la capacidad de generación instalada en México, incluyendo a PEMEX. Cabe señalar que antes de la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en 1993, la participación privada estaba limitada a la modalidad de “usos propios continuos”[4], alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 600 MW en 1992. Desde entonces la expansión del sector eléctrico mexicano se ha basado en la participación privada.

| Capacidad instalada México 2003 | | |
|--|---------------|--------------|
| | MW | % |
| CFE | 36,971 | 74.4 |
| LFC | 834 | 1.7 |
| PEMEX | 1,822 | 3.7 |
| Productor independiente de energía (PIE) | 6,756 | 13.6 |
| Autoabastecimiento y/o Cogeneración | 3,316 | 6.7 |
| Total | 49,699 | 100.0 |

Tabla 1 Capacidad instalada a diciembre de 2003

La gran mayoría de los proyectos nuevos de generación a gran escala (PIEs y autoabastecimiento) usan gas natural como combustible, operando plantas de ciclo combinado. También los proyectos de

¹ Según el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, se define al productor externo como el titular de un permiso para realizar actividades de generación que no constituyen servicio público. Entre dichas actividades se considera: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, productores independientes, y PEMEX

RVP-AI/2004 - GEN-17 PONENCIA RECOMENDADA
POR EL **COMITÉ DE GENERACIÓN**
DEL **CAPÍTULO DE POTENCIA DEL IEEE SECCIÓN MÉXICO** Y
PRESENTADA EN LA **REUNIÓN DE VERANO, RVP-AI/2004**,
ACAPULCO, GRO., DEL 11 AL 17 DE JULIO DE 2004.

cogeneración se han enfocado casi exclusivamente a este combustible. Lo anterior implica una creciente sensibilidad del sector eléctrico a los precios del gas natural. Se abundará sobre este tema más adelante.

2.2. Generación CFE- PIE y Factor de planta

En la Tabla 2, se muestra la generación bruta² de CFE correspondiente al periodo del 1 de Septiembre de 2002 al 31 de Agosto de 2003 [5]. La capacidad instalada durante el mismo periodo, tomando en cuenta a los PIEs en operación, fue de 38,587 MW [5]. Se puede observar que la fracción de generación fósil es de 83%, lo cual representa un aumento importante con respecto a finales del 2001, cuando la fracción fósil fue del 77%[6]. Cabe señalar que la importancia de las plantas hidroeléctricas ha disminuido fuertemente, registrándose una generación de tan sólo 9.5 % (19,389 GWh), aún y cuando su capacidad instalada corresponde al 19% del total. De estos datos se puede inferir que el factor de planta de las hidroeléctricas fue de sólo 24%.

Tabla 2 Generación bruta de CFE

| Generación bruta CFE Sep-02/Ago-03 | |
|------------------------------------|----------------|
| Tecnología | GWh |
| Vapor (combustóleo o gas natural) | 76,756 |
| Dual (Carbón o combustóleo) | 14,447 |
| Carbón | 17,093 |
| Ciclo Combinado | 24,679 |
| Turbogas | 6,421 |
| Combustión Interna | 568 |
| PIE | 28,315 |
| Total Fossil | 168,280 |
| Hidroeléctrica | 19,389 |
| Nuclear | 9,340 |
| Geotermoeléctrica | 5,728 |
| Eólica | 6 |
| Total no fossil | 34,463 |
| Total | 202,743 |
| Fossil / Total | 83.0% |

Haciendo un ejercicio similar para el sistema eléctrico nacional, se puede constatar que la demanda media fue de 202,743,000 / (365 * 24) = 23,144 MW. También se puede observar que el factor de planta anual fue de 23,144 / 38,587 = 60 %, lo cual demuestra la intensa utilización del sistema eléctrico nacional.

Cabe mencionar que la generación geotermoeléctrica contribuye con el 2.8% de la generación bruta total, y que la capacidad de generación eólica es marginal (2MW). Con vistas al gran desarrollo comercial que ha tenido la energía eoloeléctrica en el mundo (>39,000 MW instalados al 2004), se puede concluir que éste recurso no se ha explotado lo suficiente en México.

2.3. Consumo de Combustibles y Eficiencia

En la Tabla 3 [5] se muestra el consumo de combustibles para el año móvil de Septiembre 2002 a Agosto 2003. Las cantidades de combustible se expresan en MBtu de poder calorífico superior. En la misma tabla se presenta el poder calorífico superior de cada uno de los combustibles.

Tabla 3 Consumo de combustibles CFE y su poder calorífico superior

| Consumible | Consumo de combustibles Sep-02/Ago-03 | | Poder calorífico superior | |
|--------------|---------------------------------------|-------|--|--|
| | MBtu =10 ⁶ Btu | HHV | Unidades | |
| Combustóleo | 679,789,985 | 39.76 | 10 ⁶ Btu / m ³ | |
| Gas natural | 476,634,022 | 36.68 | 10 ⁶ Btu / mil m ³ | |
| Diesel | 29,097,076 | 35.31 | 10 ⁶ Btu / m ³ | |
| Carbón* | 259,686,776 | 20.20 | 10 ⁶ Btu / ton | |
| Total | 1,445,207,859 | | | |

* Mezcla MICARE y carbón de importación. El poder calorífico mostrado es un promedio ponderado de los poderes caloríficos del carbón MICARE y el carbón de importación, considerando la cantidad que se consume de cada uno respectivamente.

Como se aprecia en la Figura 1, para el periodo en cuestión, se encontró que la generación fósil se realizó con una eficiencia bruta del 39.7%, lo cual es un valor muy satisfactorio. Esto representa un aumento considerable en relación al 34% que se observaba en años previos [7]. Este aumento se puede deber a una mayor participación de los ciclos combinados modernos (53,000 GWh = 31% de la generación fósil = 26% de la generación total), ya que estas plantas fácilmente logran eficiencias brutas superiores al 50%.

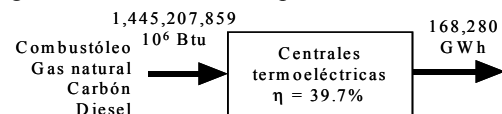


Figura 1 Eficiencia térmica de plantas CFE y PIES.

² La generación bruta es la energía en terminales de los generadores. Para obtener la generación neta hay que descontar los servicios propios de las plantas.

3. Costos de generación

3.1. Información Pública

La Tabla 4, que se puede encontrar en la página del Instituto Federal de Acceso a la Información Pública, IFAI [8], se muestran los costos de generación por tipo de tecnología. Esta información corresponde al 2002 y no al 2003 como la información que se ha presentado previamente. Sin embargo, se puede concluir que el Productor Independiente de Energía no sólo ha mejorado la eficiencia térmica, sino que ha ayudado a que el costo de generación no sea tan alto, pues disminuye el promedio de 0.56 a 0.53 pesos / kWh.

Destaca la comparación de costo entre los ciclos combinados de CFE y los de los PIEs, donde la relación de costos de generación es casi de 2 a 1. No sabemos si la relación de costos se deba a diferencia en costos de adquisición del gas natural o a que algunos ciclos combinados de CFE pudieron haber utilizado diesel, combustible alternativo en algunas plantas de ciclo combinado. Tal vez se deba a que los ciclos combinados de los 70s y 80s (CFE instaló algunos en esos años) tenían eficiencias muy inferiores a los ciclos combinados que los PIEs han instalado recientemente. La generación hidroeléctrica no es tan barata como pudiéramos esperar. Quizás se deba a la cantidad de personal, al aprovechamiento al activo, al pasivo laboral o a un bajo factor de planta. La incertidumbre en las últimas declaraciones se debe a que carecemos de detalles en la estructura de costos.

Tabla 4 Costo de generación por tipo de tecnología (Año de 2002)

| Tipo de Tecnología | Generación 10 ⁶ kWh | Costo 10 ⁶ \$ | Costo unitario \$/kWh |
|--|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Vapor | 78,803 | \$ 48,762 | \$ 0.62 |
| CC | 22,217 | \$ 13,820 | \$ 0.62 |
| Turbo Gas | 6,013 | \$ 2,882 | \$ 0.48 |
| Diesel | 555 | \$ 811 | \$ 1.46 |
| Carboeléctrica | 30,030 | \$ 7,527 | \$ 0.25 |
| Geotermoeléctrica | 5,396 | \$ 2,002 | \$ 0.37 |
| Eoloeléctrica | 7 | \$ 7 | \$ 1.00 |
| Nuclear | 9,747 | \$ 7,934 | \$ 0.81 |
| Hidroeléctrica | 24,277 | \$ 12,441 | \$ 0.51 |
| Gerencia de proyectos | | | |
| Geotermoeléctricos | | \$ 881 | |
| Gerencia de estudios de ingeniería civil | | \$ 663 | |
| Subdirección de generación | | \$ 741 | |
| Total CFE | 177,045.00 | \$ 98,471 | \$ 0.56 |
| Productores independientes de energía | 22,657.00 | \$ 7,452 | \$ 0.33 |
| Total CFE PIEs | 199,702.00 | \$105,923 | \$ 0.53 |

4. Tarifas CFE

4.1. Tarifas

Las tarifas industriales de CFE se ajustan mensualmente de acuerdo a la inflación, a los precios de los combustibles fósiles empleados en la generación [6], a la fracción de generación neta fósil y al tipo de cambio. El disparo del precio del gas natural en el 2003 dio lugar a que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía modificaran las reglas para el cálculo de los factores de ajuste, empleándose desde entonces el promedio móvil de cuatro meses para el gas natural.

La Figura 2 muestra los precios unitarios de las energías de la tarifa HS NE en los distintos horarios, y de la demanda utilizando dólares de Diciembre de 2003. Al utilizar dólares de Diciembre de 2003 se ha eliminado el efecto de la inflación y se aprecia mejor el efecto del aumento en los precios de los combustibles.

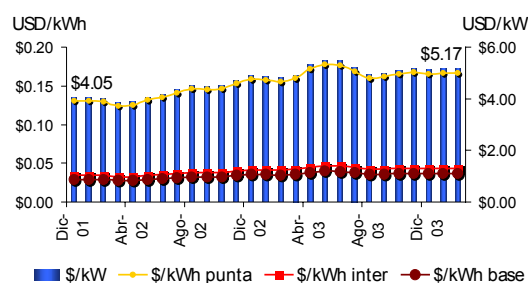


Figura 2 Costos unitarios de tarifa HS NE en dólares de diciembre del 2003.

Los precios unitarios de febrero 2004 han aumentado más de un 25% con respecto a los de noviembre de 2001, y debido a que están expresados en dólares de diciembre de 2003, no muestran el efecto de la inflación. Se tiene como ejemplo el caso de la demanda contratada, que en Noviembre del 2001 era de 4.05 dólares / kW y pasó a \$ 5.17 dólares / kW en Febrero de 2004 (dólares constantes).

El aumento en los precios de energía eléctrica se hace más notorio cuando se expresan en moneda nacional. En la Figura 3 se aplica la tarifa HS a una planta con factor de carga de 0.6. En éste caso, el costo ha pasado en marzo 2000 de 0.47 pesos / kWh a 0.74 pesos / kWh en marzo 2004. Este valor incluye el efecto de la inflación y el tipo de cambio.

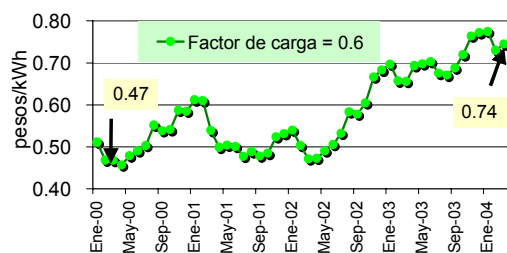


Figura 3 Costo unitario mezclado en pesos nominales tarifa HS NE con factor de carga 0.6

4.2. Costo de combustibles e inflación

Es conveniente ilustrar el efecto del costo de cada combustible en las tarifas de alta tensión de CFE. Para tal propósito, se tomaron las condiciones de Noviembre 2001 que corresponden al mes base, como se muestra en la Tabla 5.

| Tipo Cambio | | \$9.22 |
|-------------------|-----------|--------|
| Combustóleo | Importado | \$3.54 |
| | Nacional | \$2.69 |
| Gas natural | | \$3.00 |
| Diesel industrial | | \$6.02 |
| Carbón | Importado | \$1.64 |
| | Nacional | \$2.12 |

Tabla 5 Tipo de cambio y precios de combustibles en dólares / millón de Btu en Nov. 2001

La Tabla 6 muestra el aumento de las tarifas de alta tensión al duplicar el costo de cada combustible con respecto a los valores mostrados en la Tabla 5. Debido a que las ecuaciones son lineales, se puede aplicar superposición y el efecto de duplicar los costos de todos los combustibles corresponde a la suma de los valores de la tabla. El resultado es 41%, que corresponde al peso del “término de combustibles” en las tarifas de alta tensión. El resultado de duplicar la inflación con respecto al mes base es el de aumentar la tarifa HS en 59% y es el peso del “término de inflación”. Con esta información se puede deducir los impactos que tendrían los aumentos en el combustible y la inflación. Por ejemplo: duplicar el precio del diesel industrial impactaría con el 1% en la tarifa. De igual manera, el combustóleo nacional produciría un aumento del 16.9%.

| | | |
|-------------------|-----------|-------|
| Combustóleo | Importado | 5.4% |
| | Nacional | 16.9% |
| Gas natural | | 11.9% |
| Diesel industrial | | 1.0% |
| Carbón | Importado | 2.1% |
| | Nacional | 3.7% |

Tabla 6 Sensibilidad de las tarifas de alta tensión al duplicar el costo de cada combustible

4.3. Comparación costos y precios CFE

Con el propósito de comparar de manera sencilla costos y precios de CFE tomemos el valor promedio del precio CFE del usuario en tarifa HS región NE con factor de carga 60% correspondiente a la Figura 3. El precio medio del 2002 es 0.56 pesos / kWh y de acuerdo a la Tabla 4 el costo promedio de generación en 2002 es 0.53 pesos / kWh. A este costo de generación hay que agregarle los costos de transmisión, distribución y comercialización. Analizando las dos cifras podemos concluir que el precio de venta apenas cubre el costo de generación.

4.4. Canasta de Combustibles y Dependencia del Gas Natural

La Tabla 7 expresa en porcentaje el consumo de combustible fósil mostrado en la Tabla 3. La Tabla 8 muestra el peso ponderado empleado en el cálculo de los ajustes tarifarios. Estos pesos ponderados se obtuvieron a partir de los coeficientes alfa. Podemos ver que debido a que los coeficientes alfa se definieron a fines del 2001 hay ligeras discrepancias entre los factores reales y los empleados en el ajuste. Destaca que el gas natural tenga un peso en el ajuste de tarifas inferior al que realmente tiene en el costo de generación. Esto sin lugar a dudas afecta negativamente a la relación precio/costo de CFE, lo que hace necesario un ajuste de los coeficientes alfa.

Tabla 7 Canasta de combustibles de acuerdo a consumos de Septiembre 2002 a agosto 2003

| Consumo de combustibles fósiles | | | |
|---------------------------------|-------------|--------|--------|
| Combustóleo | Gas natural | Diesel | Carbón |
| 47.00% | 33.00% | 2.00% | 18.00% |

Tabla 8 Canasta de combustibles de acuerdo a coeficientes alfa

| Coeficientes alfa | | | |
|-------------------|-------------|--------|--------|
| Combustóleo | Gas natural | Diesel | Carbón |
| 52.10% | 26.60% | 1.20% | 20.20% |

5. Situación del Autoabastecimiento

El autoabastecimiento es una de las modalidades de productor externo contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica [9].³

Con el objeto de ilustrar la situación actual de las sociedades de autoabastecimiento, se toma el caso de una sociedad del noreste de México. El permisionario utiliza gas natural en una planta de ciclo combinado. En la Figura 4 se muestran dos costos unitarios de la energía eléctrica para dos socios, o centros de consumos, de Mayo de 2003 a Febrero de 2004. El primer costo unitario es el real y comprende el consumo total de energía, es decir, incluye la energía de autoabastecimiento⁴ y la de suministro normal de CFE, cuando fuera necesaria. El segundo costo presentado es hipotético, y contempla la posibilidad de que toda la energía provenga de CFE, es decir, sin autoabastecimiento. Para el Socio 1, en algunos meses, el esquema de autoabastecimiento ha resultado en costos unitarios inferiores a los que tendría con CFE. En cambio, para el Socio 2, el autoabastecimiento todo el tiempo ha sido más caro. Es importante mencionar que el usuario tiene una capacidad comprada superior a sus necesidades de consumo

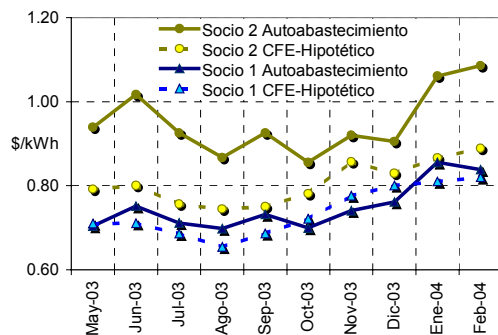


Figura 4 Costos unitarios en autoabastecimiento y con CFE

6. Conclusiones

³ "ARTICULO 101.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción I, de la Ley, se entiende por autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios."

⁴ Incluye costos de: combustible, de operación y mantenimiento, de agua y descarga residual, capacidad, porteo, etc.

La capacidad instalada de generación ha crecido en los últimos años gracias a la participación externa. La participación externa mediante plantas ciclo combinado-gas natural ha aumentado la eficiencia térmica, también ha contribuido a disminuir los costos de generación. En pesos nominales, en los últimos cuatro años la tarifa de alta tensión ha aumentado 60%. La tarifa industrial de alta tensión analizada no alcanza a cubrir el costo de CFE. Los coeficientes alfa no reflejan la canasta de combustibles real porque la distribución de los combustibles ha cambiado, la participación del gas natural ha aumentado considerablemente. El autoabastecimiento resulta en una alternativa no atractiva cuando la capacidad comprada no es la adecuada.

7. Referencias

- [1] http://www.cfe.gob.mx/www2/queescfe/notaqueescfe.asp?seccion=queescfe&seccion_id=2271&seccion_nombre=Generaci%F3n
- [2] <http://www.lfc.gob.mx/>
- [3] Secretaría de Energía, Prospectiva Sector Eléctrico 2003-2012, cuadro 23, página 69.
- [4] Secretaría de Energía, Prospectiva Sector Eléctrico 2003-2012.
- [5] Tercer informe de labores de CFE, Septiembre 2002 a Agosto 2003.
- [6] http://www.cfe.gob.mx/www2/factores/factores.asp?tarifa=ICC2002&seccion_nombre=Factores+de+ajuste&seccion=canal+otros+giros&publicacion=45&anio=2004.
- [7] CFE, Informe anual 2001, página 43.
- [8] <http://www.informacionpublica.gob.mx>, folio 1816400001503.
- [9] Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Diario Oficial de la Federación de 31 de mayo de 1993, Diario Oficial de la Federación de 25 de julio de 1997.

8. Biografías

Armando Llamas Terrés es Ingeniero Electricista (1983) y obtuvo la Maestría en Ingeniería (1985) en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey Campus Monterrey. En 1992 recibió el grado de Doctorado (Ph. D.) de Virginia Polytechnic Institute and State University. Actualmente es el Director del Centro de Estudios de Energía del ITESM y el responsable de la Cátedra de Modernización del Sector Energético en México, un enfoque sostenible.

Federico A. Viramontes Brown recibió el título de Ingeniero Mecánico Electricista del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, ITESM, y los grados de Maestro en Ciencias y Doctor en Filosofía de la Universidad de Pittsburgh. Actualmente es el Director del Área de Posgrado de la División de Ingeniería del ITESM. Es miembro Senior del IEEE.

Oliver Probst recibió su diploma de física (M.C.) de la Universidad de Heidelberg, Alemania, en 1990 después de haber estudiado en Hannover y Heidelberg. Obtuvo su grado de Doctorado en Ciencias de la Universidad de Heidelberg en 1994. Desde 1999 es Director del Departamento de Física. Pertenece a la Cátedra de Investigación en Energía.

Ruth Elizabeth Reyna Caamaño es Ingeniera Química y de Sistemas (1989) del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey Campus Monterrey. En 1994 recibió el grado de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Química (1994). Recibió el grado de Maestría en Ciencias y Doctorado en Filosofía con especialidad en Ingeniería Ambiental (2001) en la Universidad de Carnegie Mellon, Pittsburgh. Actualmente es Profesor Investigador en el Centro de Calidad Ambiental en ITESM.

Anibal Morones Ruelas es Ingeniero Mecánico Electricista del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Campus Monterrey (2003). Actualmente es estudiante de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Energética del ITESM y asistente de investigación en el Centro de Estudios de Energía del mismo instituto.

Manuel Ángel González Chapa es Ingeniero Mecánico Administrador en la Universidad Autónoma de Nuevo León (2001). Recibió su grado de Maestría en Ciencias en Ingeniería Energética en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.