

# Perspectivas de la autogeneración de electricidad en México, 2003-2012

JUAN MARIANO MARTÍNEZ /  
ADRIÁN HERNÁNDEZ-DEL-VALLE /  
HÉCTOR ALLIER CAMPUZANO\*

**RESUMEN:** La autogeneración de electricidad –aquella que realizan los particulares– ofrece beneficios adicionales a los gigawatts-hora (GWh) generados, por ejemplo, mejora del acervo de capital con que cuenta actualmente el Sistema Eléctrico Nacional (SEN); incorpora tecnologías más amigables al medio ambiente; y diversifica el consumo de combustibles empleados en sus procesos de generación de energía eléctrica. En ese sentido, investigamos sobre el desarrollo que ha tenido la autogeneración en México, considerando los siguientes puntos: a) desarrollo de su nivel tecnológico, b) consumo de combustibles asociados a sus procesos y c) perspectivas que guarda para el periodo 2003-2012. Finalmente, realizamos una estimación de la capacidad instalada, generación de electricidad y consumo de combustibles asociados a la autogeneración para el periodo 2007-2012, considerando la entrada de nuevos permisionarios al SEN.

## 1. Introducción

En pleno siglo XXI es difícil imaginar una sociedad sin energía eléctrica. Por la diversidad de sus aplicaciones, la electricidad resulta esencial para toda economía. El flujo eléctrico ha permitido el desarrollo tecnológico, la automatización de los procesos productivos, la aparición de nuevos productos, el incremento del conocimiento y más esperanza de vida de la población al estar presente en la mayor parte de innovaciones del sector salud.

Una industria eléctrica eficiente es esencial para el funcionamiento de cualquier país, de ahí que posibles limitaciones en la cobertura y calidad del servicio de electricidad representen a largo plazo un obstáculo para el desarrollo tecnológico y crecimiento del PIB por habitante.

Las primeras centrales eléctricas de México aparecieron a partir del siglo XIX y tuvieron su origen en la industria textil, en los estados de Guanajuato, Veracruz, Nuevo León y Puebla, conformando a inicios de 1911, alrededor de 199 empresas, todas ellas constituidas con capitales extranjeros. De ellas, destacaron tres: Compañía Mexi-

\* Sección de Estudios de Posgrado e Investigación. Escuela Superior de Economía, IPN (SEPI-ESE-IPN).

cana de Luz y Fuerza, Impulsora de Empresas Eléctricas y Eléctrica de Chapala, quienes ejercieron hasta 1960, el monopolio sobre sus respectivos mercados regionales.

Con la nacionalización de la industria eléctrica en 1960, el gobierno mexicano adquirió la mayoría, aunque no la totalidad de las acciones de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza que se encontraba en poder de inversionistas belgas, estadounidenses, británicos y canadienses, pasando a controlar a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), principal filial del grupo.

Con esas operaciones de compra-venta, el proceso de integración tuvo un avance definitivo. El control del servicio público de energía eléctrica fue asumido por el gobierno federal a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con 19 filiales, la CLFC con tres empresas asociadas y de la compañía impulsora de Empresas Eléctricas. Durante los años que siguieron, CFE continuó con su proceso de concentración monopólica, surgiendo la industria eléctrica pública nacional.

En la industria mexicana el autoabastecimiento apareció en la primera mitad del siglo XX. Si bien este concepto fue establecido desde esa época, sólo sirvió para dar seguridad del suministro eléctrico. Su desarrollo inicial se vio limitado debido al aumento de disponibilidad de electricidad proveniente de la red, situación que fue reforzada por el marco jurídico fundamentado en el artículo 27 de la Constitución Política de Estados Unidos Mexicanos, que establece: *corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público.*

De manera adicional a las restricciones del marco legal, el Estado aplicó en los años sesenta y setenta una política de sustitución de importaciones para promover el desarrollo de la base industrial del país. La industria fue protegida, por un lado, con barreras comerciales y altos impuestos a las importaciones; mientras que por el otro se le apoyó con bajos precios para los combustibles y para la electricidad.

Al ocurrir el choque petrolero de 1973, la industria mexicana procedió simplemente a suscribir contratos de largo plazo de suministro de combustibles y de electricidad. Situación que contrastaba con lo que ocurría en los países avanzados, donde los gobiernos y la industria cambiaban su dirección hacia la mejora de la eficiencia energética –un aprovechamiento más racionalizado de los energéticos–.

Con la modificación a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de 1983, se promovió la instalación de plantas de autogeneración, bajo esquemas técnicos que permitieron elevar la eficiencia de dichas plantas, tal es el caso de la cogeneración que se define como:

- La producción conjunta de electricidad y vapor, u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas.
- La producción directa o indirecta de electricidad a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos involucrados.
- La producción directa o indirecta de electricidad usando combustibles producidos en los procesos involucrados.

Durante los años ochenta y noventa, la política industrial fue revertida abriendo la economía a la competencia internacional (Tratado de Libre Comercio de América del Norte y la entrada de México a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), persistiendo algunos subsidios en sectores económicos como el residencial y la agricultura.

Organismos como la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE) han promovido, difundido y fomentado el desarrollo de nuevas tecnologías orientadas al ahorro de energía.

## 2. Aspectos relevantes de la autogeneración en México, 1996-2002

Ramas industriales como la azucarera, siderúrgica, petrolera (refinación y petroquímica básica) y cervecera cuentan con esquemas propios de generación de electricidad, por lo que procedimos a investigar algunas de ellas. A continuación se mencionan sus principales características (ver Tabla 1).

**Tabla 1**  
**Autogeneración de energía eléctrica en México, 1999<sup>1</sup>**

Sector Industrial	Capacidad Instalada (MW)	Generación (GWh)	Factor de Planta (%)	Máxima Generación (GWh)	Disponibilidad de Generación Adicional (GWh)
Petrolero	1,727.3	5,891.5	38.9	12,105.0	6,213.4
Azucarero	389.2	706.2	20.7	2,386.7	1,680.5
Siderúrgico	295.9	938.0	36.2	1,814.5	876.4
Químico	179.6	579.4	36.8	1,101.1	521.8
Papelero	165.4	708.6	48.9	1,014.4	305.8
Minero	105.0	316.3	34.4	644.1	327.8
Cervecero	66.9	286.0	48.8	410.2	124.2
Otros <sup>2</sup>	387.6	1,891.2	55.7	2,546.3	655.0
Total	3,316.9	11,317.2	40.1	22,022.2	10,705.0

<sup>1</sup> Incluye permisos otorgados por la CRE que están en operación.

<sup>2</sup> Incluye otros sectores.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Como primer punto, se observa que en 1999 la autogeneración que realizaban los particulares aportaba al SEN 51.4% (11,317.2 GWh) de la generación máxima que podían aportar; es decir, el restante 48.6% (10,705 GWh) estaba disponible para incorporarse vía excedentes al servicio público de electricidad.

Asimismo, se puede deducir que el sector con mayor presencia, tanto en la capacidad instalada, como en la generación de electricidad era el petrolero, aportó 52% (5,891.5 GWh) de la energía eléctrica para ese año. Mientras que el sector con menos presencia fue el cervecero, sólo contribuyó con 2.5% (286 GWh).

Un punto importante, es que la utilización de la capacidad instalada, medida a través del factor de planta –utilización efectiva de la capacidad– muestra una subutilización cercana a 60% (ya descontados los tiempos por mantenimiento).

Con relación a las tecnologías que operaban en ese año se pudo observar que las turbinas de vapor y gas son las que predominaban en las centrales eléctricas de los particulares,

aunque se puede ver en la Tabla 2, que el ciclo combinado empezaba a tomar importancia, esto como efecto de las políticas de implementar el consumo de gas natural y el desarrollo de equipos más eficientes en el consumo de combustibles fósiles, menores niveles de contaminación ambiental y en los tiempos de construcción de las instalaciones.

Mientras que en 1999 la participación conjunta de las tecnologías con turbinas de vapor y de gas aportaba 63.5% de la capacidad instalada; en 2002 la participación disminuyó a 47.2% motivado principalmente por el ciclo combinado que ya tenía una contribución de 36.5%, la eoloeléctrica 5%, y la de lecho fluidizado de 7.3%.

Por otra parte, la demanda de combustibles hasta principios de los noventa se concentró básicamente en combustible y diesel, posteriormente por cuestiones ambientales, Normas Oficiales Mexicanas: NOM-85-ECOL-1994 y –NOM-86-ECOL-1994–, y de mejora en la eficiencia de los equipos, el gas natural comenzó a tener una penetración bastante considerable (ver Tabla 3).

**Tabla 2**  
**Participación de la tecnología en la autogeneración de electricidad, 1996-2002**  
**(MW)**

Tecnología	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Turbina de vapor	2,683.7	2,453.7	2,453.7	2,759.7	2825.9	2,845.5	2,920.6
Turbina de Gas	1,584.0	1,584.0	1,594.6	1,605.3	1637.9	1,650.4	1,687.8
Combustión Interna	96.0	138.9	143.0	143.0	163.0	177.8	216.6
Hidráulica	21.3	21.3	64.7	132.4	132.4	170.8	170.8
Ciclo Combinado	116.7	180.7	720.2	1,311.3	2,681.7	2,812.8	3,557.5
Eoloeléctrica	--	--	210.6	210.6	210.6	390.6	493.1
Lecho Fluidizado	448.0	448.0	448.0	708.0	708.0	708.0	708.0
<b>Total</b>	<b>4,949.6</b>	<b>4,826.6</b>	<b>5,634.8</b>	<b>6,870.3</b>	<b>8,359.4</b>	<b>8,755.7</b>	<b>9,754.3</b>

Fuente: CRE.

**Tabla 3**  
**Consumo de gas natural por concepto de autogeneración, 1996-2002**  
**mmpcd**

Región	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	tmca
Noroeste	0.0	0.0	0.0	2.3	0.5	1.1	1.9	n.a
Noreste	30.2	39.0	53.8	71.2	62.7	42.2	67.2	14.2
Centro-Occidente	8.2	18.4	19.5	35.0	45.3	34.0	49.4	34.8
Centro	39.1	42.6	40.1	40.0	39.7	31.5	44.1	2.0
Sur-Sureste	31.3	34.7	94.3	131.3	118.5	128.7	122.0	25.4
<b>Total</b>	<b>108.9</b>	<b>134.7</b>	<b>207.6</b>	<b>279.7</b>	<b>266.8</b>	<b>237.5</b>	<b>284.6</b>	<b>17.4</b>

Fuente: CRE y Anuarios estadísticos de Pemex 2001 y 2002.

### 3. Perspectivas de la autogeneración en México, 2003-2012

El fortalecimiento de la industria eléctrica del país se fundamenta en las decisiones que se adopten ahora, en aras de tener un SEN que ofrezca posibilidades energéticas al desarrollo de los diversos sectores de la economía.

El abasto de energía eléctrica en condiciones competitivas es indispensable para mantener el dinamismo de la economía nacional. En los últimos años, México ha tenido un crecimiento elevado de la demanda nacional de electricidad debido a los niveles de expansión del sector industrial (intensivo en el uso de electricidad), a las tendencias demográficas y al aumento en los niveles de bienestar de la población.

A partir de información sobre los permisos otorgados por la CRE, y de proyectos asociados a instalaciones de Petróleos Mexicanos (Pemex), realizamos una investigación sobre la cantidad de posibles nuevos oferentes de autogeneración de electricidad, su localización geográfica, tecnología que emplearán y consumo de combustibles asociados a esta actividad.

Para tal efecto realizamos una encuesta a los futuros autogeneradores, misma que radicó fundamentalmente en un levantamiento de cuestionarios con la finalidad de determinar si el proyecto o permiso cumplía ciertos criterios:

- La terminación de trámites administrativos (permisos de construcción, uso de suelo e impacto ambiental, entre otros).

- La conclusión de aspectos técnico-económicos (cierre financiero, adquisición de equipos para generación de electricidad, construcción de las instalaciones y pruebas de arranque).

Es importante señalar que el universo que encuestamos fue de 34 permisos y proyectos, de los cuales sólo 35% cumplió los requerimientos de factibilidad para considerarlos bajo el concepto de alta probabilidad de realización (ver Tabla 4).

Resultado de lo anterior, para el periodo 2003-2012 se espera una incorporación de nueva capacidad instalada de 2 mil 754 MW, (19,541 GWh) y una diversificación en el consumo de energéticos empleados para su funcionamiento (gas natural, combustóleo, coque de petróleo, residuos de vacío, agua, viento y biogas). Las ramas productivas donde operarán estas centrales eléctricas serán: petróleo y derivados, petroquímica básica, cemento hidráulico, electricidad, gas y agua.

#### 3.1. Tipo de tecnología de los nuevos permisos y proyectos

El desarrollo de nuevos materiales, equipos y sistemas con mayor complejidad, características superiores y menores costos que los que aparecieron en el mercado hace algunos años, ha hecho posible que actualmente los niveles de consumo de los energéticos para generación de electricidad se vean reducidos en comparación con equipos de varias décadas atrás.

**Tabla 4**  
**Resumen de la evaluación de permisos y proyectos de autogeneración, 2003-2012**  
**(alta probabilidad de realización)**

Entidad	Cantidad de Permisos	Modalidad	Capacidad (MW)	GW/H (año)	Inicio de Operación	Combustible
Pemex	1	Cogeneración	305	2,010	Ene-2012	Gas natural
Particulares						
	1	Autoabastecimiento	334	2,221	Abr-204	Gas natural
	1	Cogeneración	75	592	Jul-2003	Gas natural-combustóleo y biogas
Subtotal (Gas natural)			714	4,823		
Pemex	4	Cogeneración	1,400	10,424	Ene-2009 y 2010	Residuos de Vacío
Particulares	1	Autoabastecimiento	21	163	Dic-2007	Agua
	1	Autoabastecimiento	102	472	Jul-2007	Viento
	2	Abastecimiento	510	3,600	Jun-Jul2004	Coque de petróleo
	1	Cogeneración	7	58	May-03	Biogas
Subtotal (otroscombustibles)			2,040	14,718		
Total	12		2,754	19,541		

Fuente: CRE, empresas particulares y Pemex.

El proceso tecnológico ha sido relacionado con la generación de energía eléctrica en pequeña escala, a partir de combustibles convencionales (combustóleo y diesel) y nuevos (gas natural y los residuales del petróleo). Ahora, la mayor parte de electricidad proveniente de los sistemas de gran escala y centralizados ya no son la única opción para el consumidor, ya que generar energía eléctrica mediante sistemas pequeños puede ser más barato que comprarla al suministrador público CFE y Luz y Fuerza del Centro (LFC).

La tecnología de baja capacidad de generación eléctrica, ya sea en motores de combustión interna y pequeñas turbinas para gas ha reducido mucho los costos de inversión y de operación. Por lo tanto, generar *in situ* es muchas veces una buena alternativa.

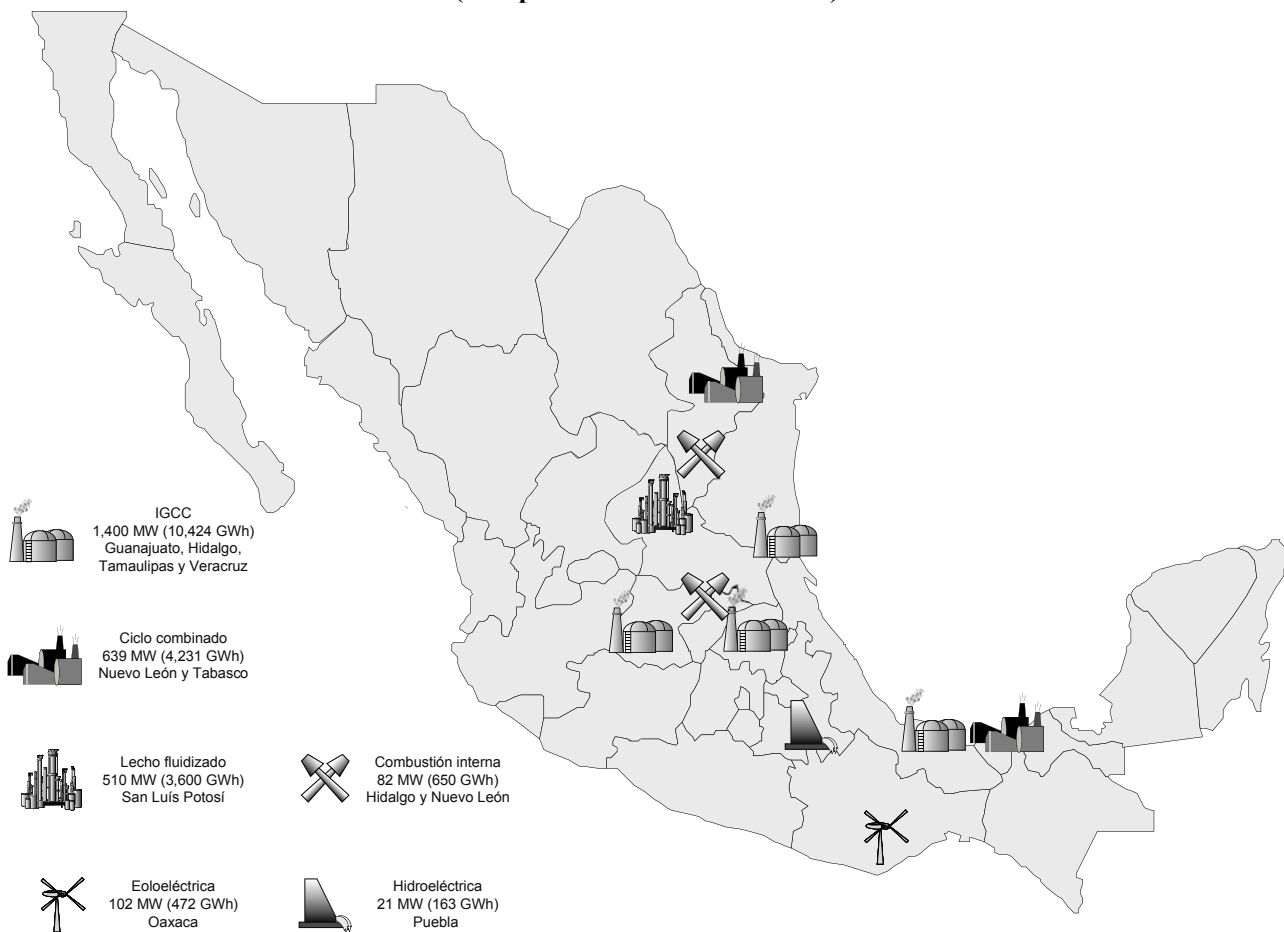
También es posible utilizar energía renovable en forma de viento, biomasa y caídas de agua. En este sentido, las posibilidades dependerán de la disponibilidad de los energéticos referidos, del tamaño del sistema de generación y, en su caso, de las expectativas para colocar la electricidad generada.

Los nuevos permisos y proyectos definidos como de alta probabilidad de realización, involucran tecnologías que van desde pequeñas capacidades instaladas por equipo (1.25 MW), hasta grandes volúmenes (272 MW); en muchos de los casos esas capacidades individuales se suman a otras, llegando a conformar centrales eléctricas de acuerdo a las necesidades de cada empresa o grupos de empresas que en realidad son sociedades de autogeneración.

En la Figura 1, se puede observar la ubicación geográfica, capacidad instalada y generación de energía eléctrica, por nivel de tecnología para cada uno de los permisos y proyectos:

Con la finalidad de entender mejor el beneficio tecnológico que se incorporará con estas nuevas centrales eléctricas hici-mos un breve resumen de las tres tecnologías más importantes de acuerdo a su aportación a la nueva capacidad instalada:

**Figura 1**  
**Ubicación de las nuevas tecnologías de permisos y proyectos de autogeneración, 2003-2012**  
**(Alta probabilidad de realización)**



Fuente: con base en información de CRE, empresas particulares y Pemex.

### 3.1.1. Ciclo Combinado de Gasificación Integrada, IGCC (por sus siglas en inglés)

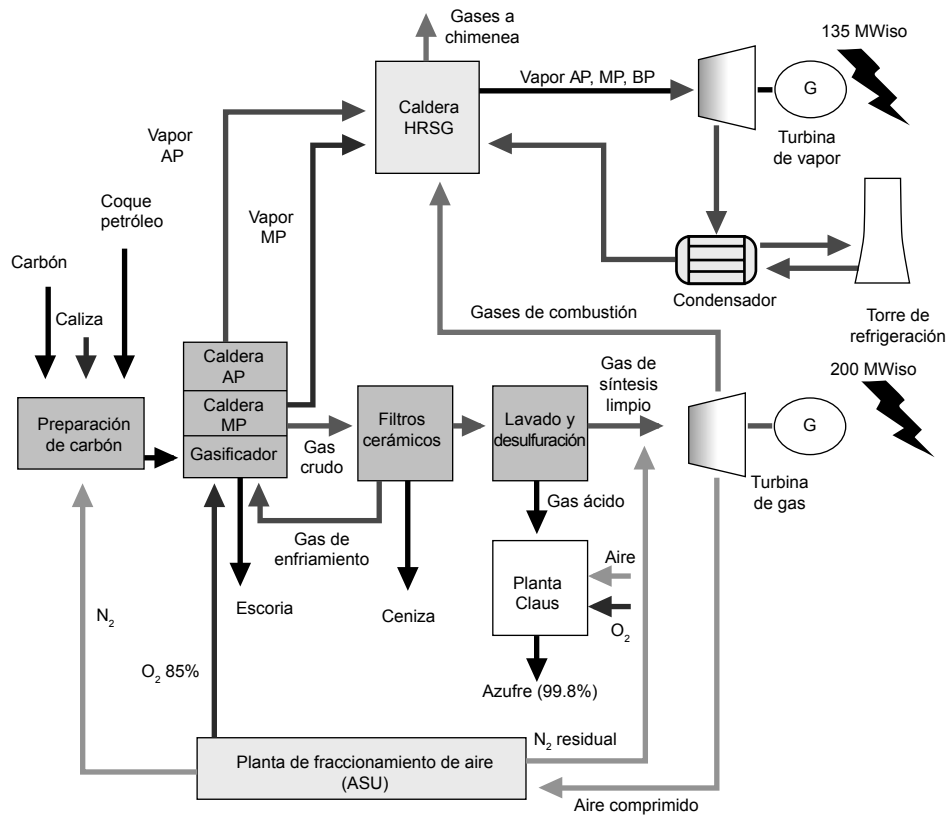
Esta tecnología cumple los reglamentos más estrictos del mundo, en lo que a emisiones contaminantes se refiere y se presenta como una opción más, junto a los lechos fluidizados para resolver los problemas que muestran algunos combustibles que son difíciles de quemar con tecnologías convencionales como el carbón mineral, el coque de petróleo e incluso los residuos líquidos provenientes de la refinación de petróleo; maximizando el aprovechamiento de los recursos energéticos (ver Figura 2).

### 3.1.2. Ciclo combinado

Estas centrales están constituidas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbo-gas y vapor. Una vez terminado el ciclo térmico de la primera unidad, los gases desechados que poseen un importante contenido energético que se manifiesta en su alta temperatura (hasta 641°C) son utilizados en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la fase de vapor, donde éste es aprovechado para generar energía eléctrica.

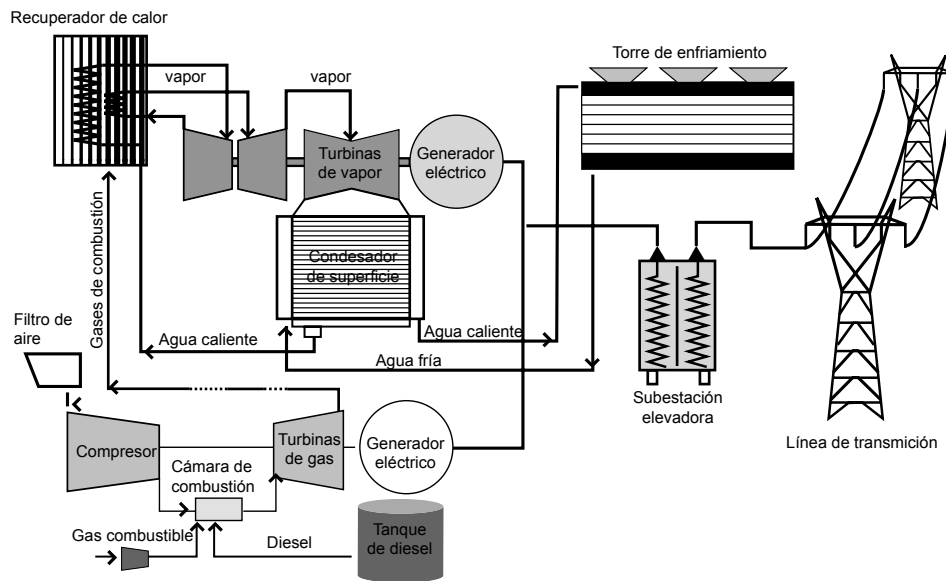
Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera parte corresponde a las unidades turbogas, y puede ser terminada en un plazo breve e iniciar su operación; posteriormente se continuaría con la construcción de la unidad de vapor completándose la central de ciclo combinado (ver Figura 3).

**Figura 2**  
Central eléctrica con proceso de gasificación



Fuente: con base en ELCOGAS.

**Figura 3**  
Ciclo combinado



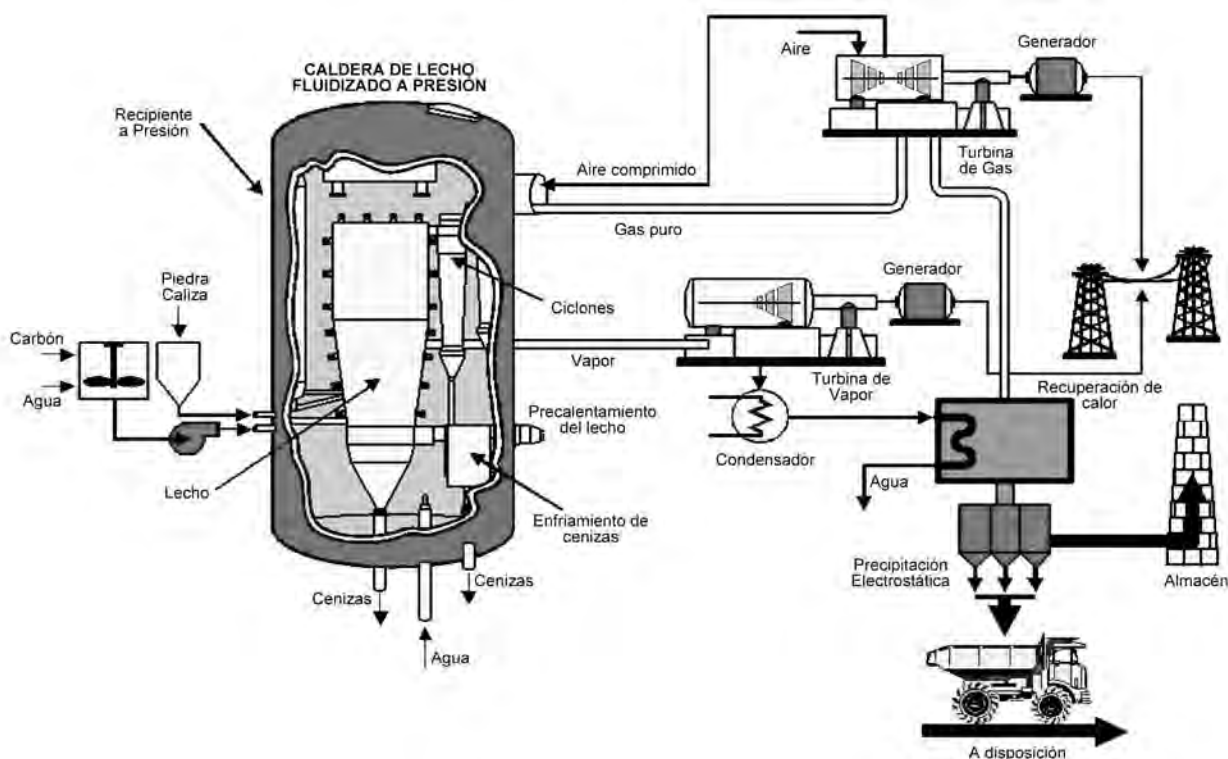
Fuente: CFE.

### 3.1.3. Lecho fluidizo

Esta tecnología se desarrolló para poder utilizar combustibles sólidos de baja calidad (coque de petróleo) y alto contenido de azufre, reteniendo el dióxido de azufre en el mismo proceso de combustión.

En la combustión con lecho fluidizado, el combustible (carbón mineral o petrolífero pesado) es quemado en un lecho de partículas, fluidizado por la velocidad del aire oxidante, de tal manera que el lecho se expande hasta llegar a tener propiedades similares a un fluido, pero las partículas no llegan a ser acarreadas fuera del lecho. La temperatura del lecho es baja de 800 a 900°C, pero suficiente para quemar el combustible (ver Figura 4).

**Figura 4**  
**Central eléctrica con lecho fluidizado**



Fuente: ELCOGAS.

### 3.2. Combustibles asociados a los nuevos procesos de autogeneración

La tendencia mundial en el campo de la generación de electricidad se ha venido orientando al uso de tecnologías que sean más eficientes y amigables con el medio ambiente, tal es el caso del ciclo combinado que utiliza fundamentalmente el gas natural como energético para dicho proceso.

En ese sentido, nos pareció relevante comparar el ahorro de combustible que tendríamos al utilizar tecnologías que emplearan combustibles fósiles no tradicionales (coque

de petróleo y residuos de vacío), expresado en unidades homogéneas.

Como se aprecia en la Tabla 5, si sólo se empleará el gas natural como combustible fósil para la autogeneración de electricidad de esos nuevos permisos y proyectos, se demandarían al año 2012, 313.6 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de ese combustible. Sin embargo, la utilización de tecnologías de IGCC y lecho fluidizado promoverían un ahorro de gas natural de 247 mmpcd (cantidad que representa 86.8% del gas natural que consumió la autogeneración en 2002), esto permitiría al país una menor dependencia en cuanto a la importación de esta molécula.

**Tabla 5**  
**Demanda de combustibles fósiles para nuevos permisos y proyectos de autogeneración, 2003-2012**  
**(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)**

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Abastecimiento</b>										
<i>Nuevos permisos</i>										
Gas natural	-	29.4	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3
Coque de petróleo	-	55.1	109.3	109.3	109.3	109.3	109.3	109.3	109.3	109.3
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>84.5</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>	<b>150.6</b>
<i>Cogeneración</i>										
<i>Nuevos permisos</i>										
Gas natural	5.6	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
<i>Proyectos</i>										
Gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.3
Residuos de vacío	-	-	-	-	-	-	98.2	131.0	131.0	131.0
<b>Subtotal</b>	<b>5.6</b>	<b>6.7</b>	<b>6.7</b>	<b>6.7</b>	<b>6.7</b>	<b>6.7</b>	<b>104.9</b>	<b>137.7</b>	<b>137.7</b>	<b>163.0</b>
<b>Total</b>	<b>5.6</b>	<b>91.2</b>	<b>157.3</b>	<b>157.3</b>	<b>157.3</b>	<b>157.3</b>	<b>255.5</b>	<b>288.2</b>	<b>288.2</b>	<b>313.6</b>

Fuente: con base en información de empresas privadas y Pemex.

Además de lo anterior, otras ventajas relacionadas con la integración de estas tecnologías son:

- El empleo de combustibles cuyo valor agregado sea menor al que tienen los energéticos con que actualmente se genera electricidad, permitirá a las empresas disminuir sus costos asociados a tal actividad.
- De acuerdo a la dinámica que presenta la generación de electricidad en las diferentes ramas productivas del país, y a la bondad que ofrecen las nuevas tecnologías (económico-ambientales), los combustibles residuales provenientes del procesamiento de crudo no necesitarán de grandes lugares para su confinamiento.
- El incremento en la mejora de la eficiencia promedio del SEN, permitirá tener un parque de generación eléctrica menos propenso a fallas en el suministro y con mejor calidad de la electricidad requerida para los procesos productivos de cada rama industrial.

### 3.3. Estimaciones de la capacidad, generación y combustibles de autogeneración

#### 3.3.1. Capacidad instalada

Parte fundamental en la generación de electricidad es la capacidad instalada con que cuentan las centrales eléctricas, ya que junto con la disponibilidad de operación de las mismas, entre otros factores, dará como resultado la cantidad de energía generada (GWh).

En este sentido, la capacidad relativa a los permisos que actualmente operan se considera constante, mientras que la generación y el consumo de combustibles asociados a estos procesos dependerán del factor de planta con que operen. Lo anterior se basa en los siguientes argumentos:

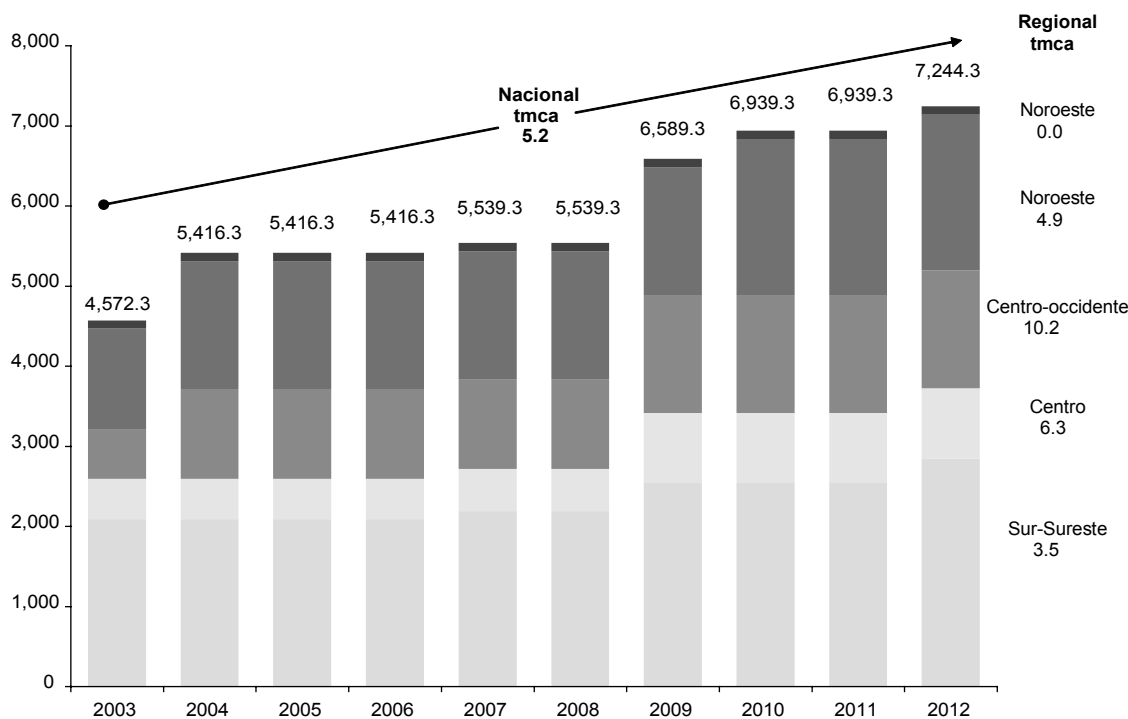
- Se supone que las actuales centrales eléctricas no amplían su capacidad instalada, debido a que aún cuentan con disponibilidad o factor de planta para incrementar la oferta de electricidad que se requiere.
- El movimiento de la capacidad instalada durante el lapso de proyección está en función de la entrada de nuevos permisos y proyectos de autogeneración.
- Se consideran los factores de planta históricos para estimar la generación de energía eléctrica de las centrales que operan actualmente.
- Para el caso de los nuevos permisos se toma en cuenta la información que aparece en la página Web de la CRE, también la proveniente de los cuestionarios que se aplicaron a los nuevos autogeneradores.

En la Gráfica 1, se observa que la capacidad instalada total (incluye permisos en operación, nuevos y proyectos) para el periodo 2003-2012 tendrá un crecimiento medio anual de 5.2%; esto como efecto de dos centrales eléctricas a coque de petróleo y una a gas natural que entraron en operación entre 2003 y 2004 (844 MW en conjunto), mientras que en 2007 comenzarán a generar dos plantas más (Puebla y Oaxaca), llegando en 2008 a una capacidad de 5 mil 539.3 MW.



Durante 2009, se irán adicionando nuevas capacidades en los estados de Guanajuato, Hidalgo, Veracruz, Tamaulipas y Tabasco llegando a 6 mil 589.3 MW, mientras que para el 2012 se incrementarán a 7 mil 244.3 MW.

**Gráfica 1**  
**Capacidad instalada de autogeneración, 2003-2012 (incluye todos los combustibles)**  
**MW**



Fuente: con base en información de CRE, empresas privadas y Pemex.

### 3.3.2. Generación de electricidad

La generación total para el periodo 2003-2012, mostrará un crecimiento medio anualizado de 9.5%. Este incremento será influenciado por los siguientes factores:

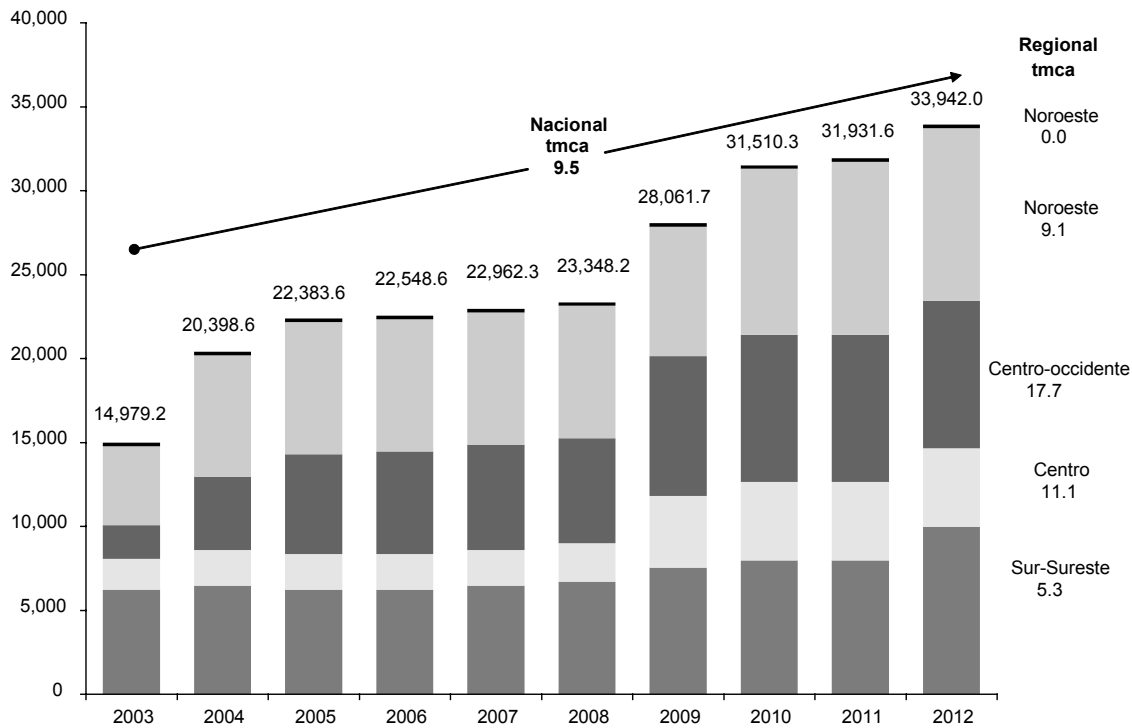
- Entrada de nuevos autogeneradores a la oferta de electricidad.
- La generación de electricidad de las nuevas centrales se verá incrementada al siguiente año, debido a que al iniciar operaciones no lo hará el primer día del año calendario.
- Con la puesta en operación de los proyectos, Pemex considera reducir el factor de planta de sus actuales equipos y “generar energía eléctrica con la mejor eficiencia”.

Los principales crecimientos se observan de la siguiente manera: en 2010 (31,510.3 GWh) y 2012 (33 mil 942 GWh).

En la Gráfica 2, se observa que en el año 2003, las regiones sur-sureste (6 mil 240.2 GWh) y noreste (4 mil 700.7 GWh) fueron las que mayor participación presentaron en la oferta de electricidad, mientras que para el 2012, esa situación se revertirá al pasar a 9 mil 971.6 GWh y 10 mil 308.6 GWh, respectivamente.

Lo anterior, se explica por la baja en el factor de planta de los permisos que actualmente tiene Pemex; no obstante, que entrarán en plena operación dos proyectos (Veracruz y Tabasco) en 2010 y 2012 en la región sur-sureste. En la zona noreste la autogeneración de Pemex es mínima si se le compara con la región antes señalada, además, a partir del 2011 un proyecto estará generando electricidad.

**Gráfica 2**  
**Generación de electricidad, 2003-2012**  
**GWh**



Fuente: con base en información de CRE, empresas privadas y Pemex.

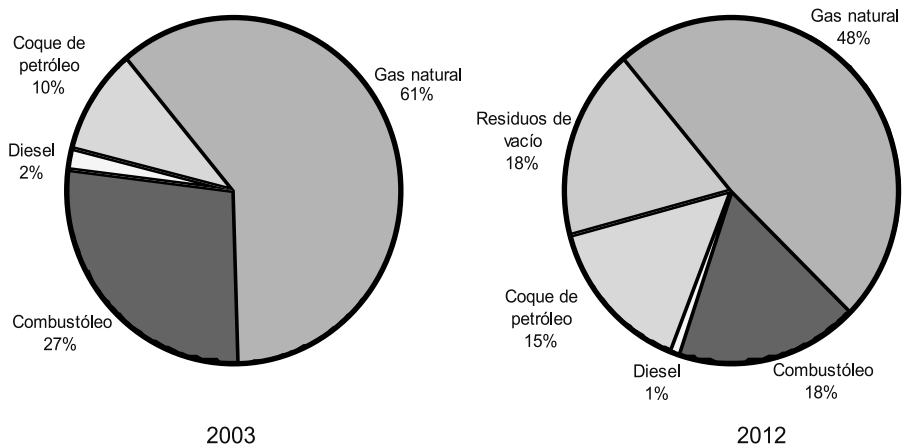
**3.3.3. Consumo de combustibles**

Aquí se incorporan los consumos de combustibles asociados a las actividades de autogeneración que realizan los particulares, también las demandas de los nuevos permisos y proyectos que operarán en este periodo.

En términos de mmpcd de gas natural equivalente, se puede decir que la distribución de los combustibles en los años 2003 y 2012, fue y será la siguiente (ver Gráfica 3):

- En un futuro se espera que el gas natural reduzca su participación en el consumo de combustibles en aproximadamente 13 puntos porcentuales (61%-48%), efecto de la implementación en el uso de combustibles residuales de la refinación del petróleo.

**Gráfica 3**  
**Distribución de combustibles utilizados por concepto de autogeneración,**  
**2003-2012**  
**(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)**



Fuente: con base en información de CRE, empresas privadas y Pemex.

- El combustóleo mostrará una tendencia a la disminución (27%-18%) como consecuencia de una mayor optimización del crudo empleado en los procesos productivos del Sistema Nacional de Refinerías, por lo que la producción de ese energético se verá reducida; así también, “se espera una mayor presión sobre las centrales térmicas convencionales para reducir emisiones al ambiente, particularmente de dióxido de azufre” –Prospectiva del Sector Eléctrico, 2004-2013–.

- Mientras tanto, el diesel verá menguada su contribución al pasar de 2 a 1% del total de la demanda de combustibles para autogeneración.

- Aspecto importante en la dinámica de los nuevos energéticos fósiles será el incremento en la participación del coque de petróleo y la incursión de los residuos de vacío.

De acuerdo a las estimaciones de la demanda nacional de combustibles para autogeneración 2003-2012, consideramos que el consumo de gas natural se concentrará en la región Noreste al promediar una demanda de 160.5 mmpcd, así como una participación media de 45.3% para ese periodo. Las principales ramas industriales que consumirán la molécula serán la del petróleo, electricidad, papel, química, siderúrgica y textil entre otras.

De igual forma, la región sur-sureste presentará consumos medios de 126.9 mmpcd (35.7%), la baja en la utilización de gas natural en el 2009, se debe principalmente a la disminución del factor de planta de algunas centrales eléctricas de Pemex, como resultado del inicio de operaciones de un proyecto en Minatitlán que suministrará electricidad a una parte de las instalaciones de la paraestatal en esa región.

En 2012, la demanda de este combustible se estima de 119.4 mmpcd, como efecto de un proyecto que comenzará a generar energía eléctrica en el estado de Tabasco (ver tabla 6).

La demanda de combustóleo por autogeneración en los próximos años tenderá a la baja, a una tasa media anual de 1.7%, la causa fundamental será la puesta en operación de cuatro proyectos en los años 2009 y 2010 (Salamanca, Tula, Minatitlán y Madero), lo que permitirá a Pemex reducir el número de horas de operación de aquellas plantas eléctricas con baja eficiencia, altos costos de operación y contaminantes al ambiente.

La región sur-sureste tendrá una contribución media de 38.9% equivalente a 8.7 miles de barriles diarios (mbd); las principales actividades que consumirán combustóleo serán la petrolera, azucarera, alimenticia y turística (ver Tabla 7).

**Tabla 6**  
**Demanda nacional de gas natural**  
**mmpcd**

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TMCA
Noroeste	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	0.0
Noreste	139.9	154.8	163.9	163.9	163.9	163.9	163.7	163.7	163.7	163.7	1.8
Centro-Occidente	24.6	27.6	30.7	33.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	4.6
Centro	26.2	33.8	33.8	33.8	33.8	33.8	32.7	32.7	32.7	32.7	2.5
Sur-sureste	138.6	138.6	138.6	138.6	138.6	138.6	105.8	105.8	105.8	119.4	-1.6
<b>Total</b>	<b>330.6</b>	<b>356.1</b>	<b>368.3</b>	<b>371.3</b>	<b>374.4</b>	<b>374.4</b>	<b>340.4</b>	<b>340.4</b>	<b>340.4</b>	<b>353.9</b>	<b>0.8</b>

Fuente: con base en información de CRE, empresas privadas y Pemex.

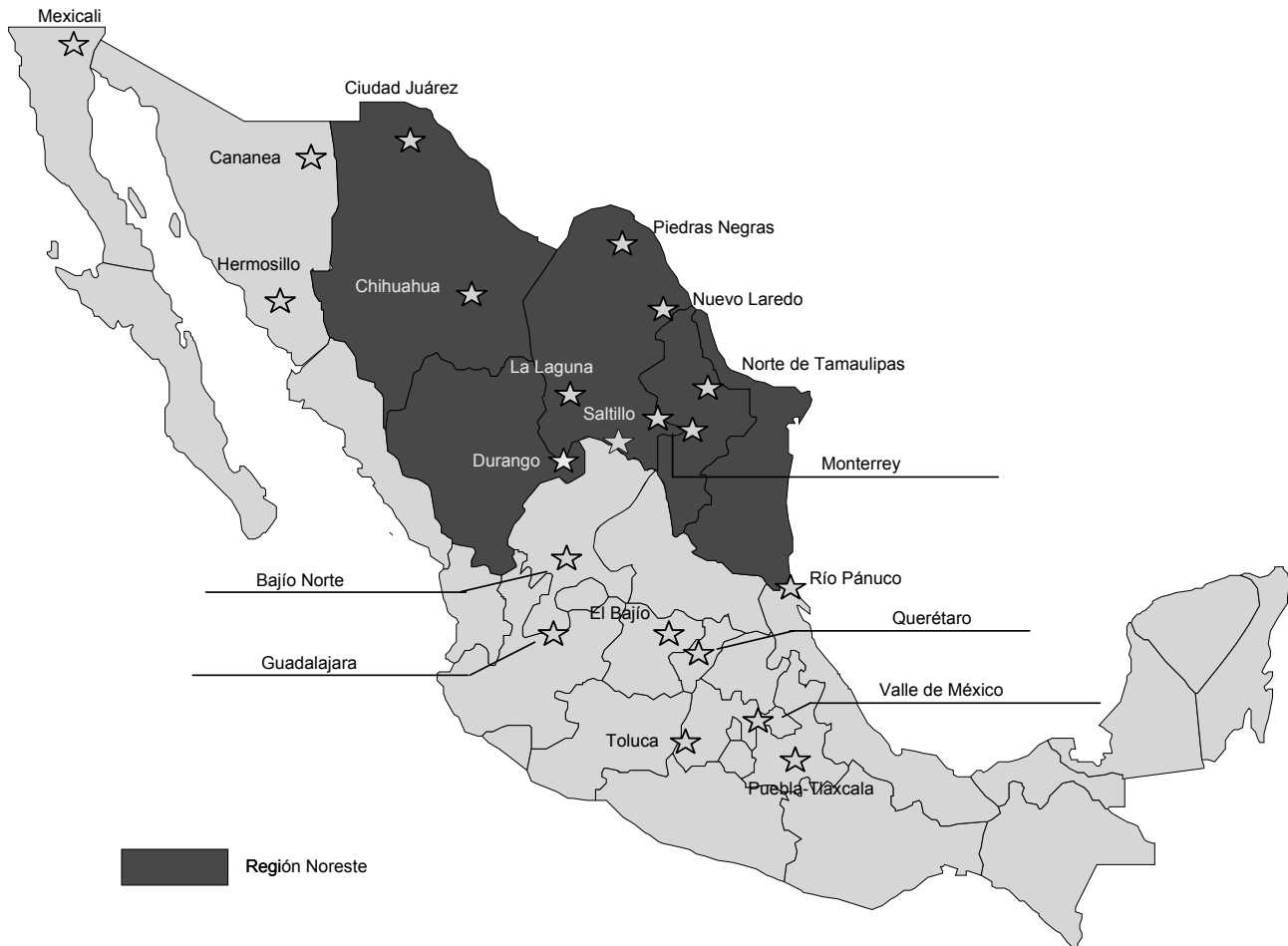
**Tabla 7**  
**Demanda nacional de combustóleo, 2003-2012**  
**mbd**

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Noroeste	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Noreste	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.1	3.1	3.1	3.1	-2.6
Centro-Occidente	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	5.9	5.9	5.9	5.9	-1.0
Centro	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.0	3.0	3.0	3.0	-2.4
Sur-Sureste	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	7.9	7.9	7.9	7.9	-1.6
<b>Total</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>23.5</b>	<b>20.1</b>	<b>20.1</b>	<b>20.1</b>	<b>20.1</b>	<b>-1.7</b>

Fuente: con base en información de CRE, empresas privadas y Pemex.

Una de las demarcaciones con menor participación en la demanda de combustóleo será la noreste con 16.2% (3.6 mbd), conviene mencionar que esta región tiene una importante infraestructura de distribución de gas natural, contando con nueve de las 21 zonas geográficas de distribución de éste último energético. Las actividades preponderantes en el consumo de este combustible serán la petrolera, siderúrgica, papelera y química (ver Mapa 2).

**Mapa 2**  
**Zonas geográficas de distribución de gas natural**



Fuentes: con base en Prospectiva del mercado de gas natural, 2003-2012 e Informe Quinquenal de la CRE, 2000.

Con relación a la demanda nacional de diesel 2003-2012, se observa un ligero decremento medio anualizado de 0.05% para ese lapso. El consumo más fuerte se presentará en la región sur-sureste con una participación promedio de 65%, que representa una demanda media de 1.9 mbd.

Aunque no menos importantes en el consumo de este energético, estarán las demarcaciones de noreste 16.8% (0.5 mbd); noroeste 13.4% (0.4 mbd); centro 3.6% (0.1 mbd) y centro-occidente 1.3% (.04 mbd). Este combustible se empleará principalmente en motores de combustión interna que funcionan como impulsores de los generadores de electricidad, ya sea para plantas de emergencia o para cubrir picos de la demanda de electricidad (ver Tabla 8).

**Tabla 8**  
**Demanda nacional de diesel para autogeneración, 2003-2012**  
**mbd**

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Noroeste	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
Noreste	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	-1.7
Centro-Occidente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.4
Centro	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-1.9
Sur-sureste	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	0.5
<b>total</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>3.0</b>	<b>0.0</b>

Fuente: con base en información de CRE, empresas privadas y Pemex.

**Tabla 9**  
**Demanda nacional de coque de petróleo para autogeneración, 2003-2012**  
**mta**

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011	tmca
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Noreste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Centro-occidente	646.2	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	1,282.5	n.a.
Centro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Sur-sureste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
<b>Total</b>	<b>646.2</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>1, 282.5</b>	<b>n.a.</b>

Fuente: con base en información de CRE y empresas privadas.

**Tabla 10**  
**Demanda nacional de residuos de vacío para autogeneración, 2003-2012**  
**mbd**

Región	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n.a.
Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	5.4	5.4	5.4	n.a.
Centro-Occidenye	-	-	-	-	-	-	5.4	5.4	5.4	5.4	n.a.
Centro	-	-	-	-	-	-	5.4	5.4	5.4	5.4	n.a.
Sur-sureste	-	-	-	-	-	-	5.4	5.4	5.4	5.4	n.a.
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-</b>	<b>16.2</b>	<b>21.5</b>	<b>21.5</b>	<b>21.5</b>	<b>n.a.</b>

Fuente: con base en información de CRE y empresas privadas.

La única perspectiva para el consumo de coque de petróleo dedicado a las actividades de autogeneración será en la región centro-occidente, básicamente para la industria cementera, que comienza la transición hacia energéticos más económicos y con tecnologías no tradicionales como el lecho fluidizado. Durante el lapso 2003-2012, se espera una demanda media de 1,218.8 de toneladas anuales (mta) (ver Tabla 9).

La estimación de la demanda de residuos de vacío se considera a partir del año 2009, debido a que en este año se inicia la operación comercial de tres proyectos en los estados de Veracruz, Guanajuato e Hidalgo; por lo que la actividad de autogeneración demandará en ese tiempo 16.2 mbd de este combustible.

Para el siguiente año (2010) a la demanda anterior se le adicionará la de un cuarto proyecto localizado en

Tamaulipas, es decir, 5.4 mbd, así de manera integral se tendrá un consumo anual de 21.5 mbd de residuos de vacío (ver Tabla 10).

#### 4. Conclusiones

1. La evolución del sector eléctrico ha facilitado el desarrollo de las economías de mercado y la mecanización de los procesos manufactureros, coadyuvando a que los centros de producción de bienes se situaran lejos de las centrales de electricidad del sector público y ha fomentado el desarrollo del concepto de autogeneración de energía eléctrica que realizan los particulares.

2. Las restricciones ambientales impuestas al combustible y al precio del diesel empleado en procesos de genera-

ción de electricidad, han sido un factor que ha estimulado la creación de tecnologías que permitan hacer más eficientes tales actividades, con un consecuente ahorro energético y monetario en los combustibles utilizados.

3. Los proyectos de cogeneración que incorporará Pemex a su capacidad instalada emplearán la tecnología de IGCC y utilizarán los residuales provenientes del proceso de refinación del petróleo; por lo que una parte de los combustibles que actualmente se consumen para la autogeneración será canalizada a la oferta de combustibles.

4. El sector eléctrico ha procurado el desarrollo económico del país, hoy puede seguir brindando este apoyo, pero es necesario invertir de manera responsable en su crecimiento y en su actualización con las tecnologías modernas y adecuadas a las necesidades del país.

#### Bibliografía

- ♦ *Balance Nacional de Energía*, 2003, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2004.
- ♦ *Cogeneración Industrial en México, Programa Universitario de Energía*, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 1989.
- ♦ “Leyes y Códigos de México”, *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, Editorial Porrúa, 2001, México, D. F.
- ♦ *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*, 2002, Generación, CFE, México, 2002.
- ♦ Elizalde, Baltierra Alberto y J. García Peláez, “Cogeneración en México”, *Programa de Energía*, UNAM, México, 1997.
- ♦ “Informe Quinquenal”, *Comisión Reguladora de Energía*, México, 2000.
- ♦ “Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994”, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 02 de diciembre de 1994.
- ♦ *Prospectiva de la Investigación y el Desarrollo Tecnológico del Sector Petrolero al año 2025*, *Instituto Mexicano del Petróleo*, México, 2001.
- ♦ *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012*, Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2003.
- ♦ *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004-2013*, Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2004.
- ♦ *Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012*, Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, Secretaría de Energía, México, 2003.
- ♦ Tépac Marcial, Reyes, *Análisis de la propuesta de cambio estructural del sector eléctrico mexicano: una visión económica*, Cámara de Diputados, México, 1999.