

Privatización Eléctrica 2003

J. Sáinz Mejía, S. González-Broca, J.C. Escalante

Frente de Trabajadores de la Energía

www.fte-energia.org

RESUMEN: *la movilización social ha desacelerado la inconstitucional privatización, sin embargo el ejecutivo continúa manipulando los planes estratégicos con el objetivo de lograrla junto con la implantación de un mercado eléctrico. La industria eléctrica en manos privadas representa ya el 33 % de la nacional, con gravísimas consecuencias para los usuarios y la nación, desde la pérdida de la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) hasta comprometer su soberanía. Algunas propuestas “alternas” le hacen el juego al ejecutivo. La solución definitiva: derogación de la contrarreforma del 92 y expropiación de las ilegales concesiones e integración de la industria eléctrica nacional.*

I INTRODUCCIÓN

Conocida la magnitud y avance de la privatización furtiva, el intento foxista a fines de 2003 por aprobar las reformas estructurales (entre ellas la energética) fracasó debido a las grandes movilizaciones sociales de noviembre pasado. Ello logró desacelerar la expedición de más concesiones, sin embargo, con las existentes, la industria eléctrica privada (fruto de la privatización furtiva), tiene en operación una capacidad equivalente al 33% de las empresas públicas. Los propios instrumentos de planeación manipulan las cifras para justificar la necesidad de inversión privada “complementaria”, aunque reconocen que la cifra “representa más de la mitad de la capacidad efectiva del servicio público registrada en 2002.”

Una revisión a las concesiones otorgadas inconstitucionalmente por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en 2003, revela que no habiéndose concedido permisos de Productor Independiente (PIE), la estrategia de entrega al capital privado se centró en el impulso de nuevas sociedades de autoabasto y el reforzamiento de las existentes (con la inclusión de nuevos *socios* del calibre de las transnacionales Iberdrola, Endesa y otras). Esta tendencia a las fusiones (adquisiciones, alianzas, etc.) entre sociedades de autoabasto y empresas imperialistas demuestra que la industria eléctrica, aún privada, sigue una tendencia natural a la integración, solo que ésta sí constituyéndose en monopolio por sus fines mercantilistas.

En materia de cogeneración se expidió una sola concesión en 2003 y la buena noticia fue el dictamen del senado que faculta a Pemex para generar electricidad bajo esta modalidad.

Tampoco se expidieron nuevos permisos de exportación, aunque sí varios de importación, —casi todos en Baja California—, como testimonio de una sumisa adhesión a los planes de integración energética de EU. La situación en Tamaulipas es tal vez más grave, con la creación de un “nodo energético” al servicio de las maquiladoras fronterizas. En la frontera sur, la transnacional AES espera paciente la integración energética con Centroamérica para aumentar sus ventas desde su planta en Mérida y Valladolid III entra en fase de construcción.

En este panorama, la desaceleración de las concesiones desespera a los funcionarios foxistas pero no los desanima. Fieles a su vocación privatizadora y pese a la voluntad popular, insisten en falsear cifras e inventar índices de crecimiento fantasiosos para sobredimensionar las necesidades reales de desarrollo y justificar así la entrega de los recursos energéticos al capital privado, anulando en los hechos las posibilidades de desarrollo de las empresas del sector público. Solo una ínfima parte de la nueva energía que se incorporará al sistema en los próximos años se realizará con “recursos propios”, pero niquiera por administración directa, ya que prácticamente todas las obras de expansión, renovación y modernización de infraestructura se realizan por contrato.

Aunada al manejo esquizofrénico de las cifras, la disponibilidad real de reservas se ve comprometida por la mala ubicación de las plantas y porque la reconfiguración del SEN ya no solo tiene el propósito de asegurar el abasto y la disponibilidad de reservas a TODOS los usuarios del servicio, sino que ahora, además debe facilitar el “libre acceso” a los generadores privados para incentivar su participación.

Para evitar el congestionamiento de la red, que impide el aprovechamiento real de la reserva, CFE y LyFC invierten para ampliar su capacidad de transporte y distribución. Sin embargo, las limitaciones técnicas del esquema provocan que en ciertas áreas el sistema trabajen al límite de su capacidad, volviéndose vulnerables a la más mínima falla, reproduciendo peligrosamente el patrón que provocó los grandes apagones del 2003 en otras partes del mundo.

La solución no consiste en darle confianza jurídica a aquellos que se beneficiaron con las concesiones inconstitucionales; tampoco está en extender autonomía a las empresas públicas, para que deshonestos administradores terminen por desintegrarlas; ni mucho menos radica en adoptar el *modelo de mercado*, panacea del pensamiento capitalista, como opción de eficiencia. La verdadera reforma eléctrica requiere restaurar la Constitución alineando con ésta la *legislación secundaria* (y no al revés); recuperar los recursos concesionados; integrar la industria energética. Pero, sobretodo, se requiere un nuevo proyecto de nación, que ratifique la función social del estado por encima del capital y su libre mercado.

II DESARROLLO

II.1 Privatización furtiva evidenciada

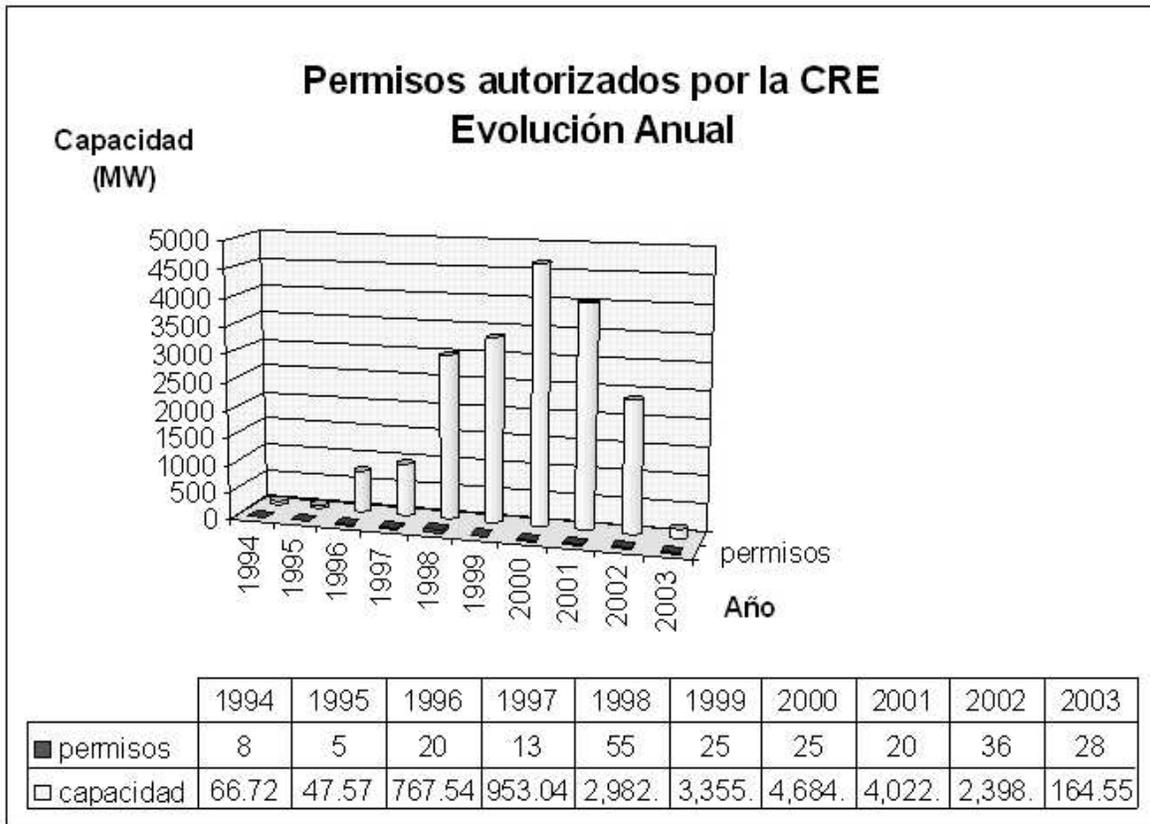


Figura 1: Evolución anual de los permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía. Elaboración propia a partir de la información en www.cre.gob.mx.

La revelación durante el I Foro Eléctrico Nacional (FEN) en 2001, de la magnitud de la privatización “furtiva” (silenciosa, oculta, etc.) de la industria eléctrica, permitió frenar su avance y planteó como un objetivo fundamental en la lucha en contra de la privatización, la derogación de la contra-reforma eléctrica del 92 (y subsecuentes) que inconstitucionalmente entrega los recursos energéticos del país y concesiona las actividades estratégicas del sector.

La actividad organizada del Frente de Trabajadores de la Energía (FTE) comenzó en el 2001 en respuesta al avance de la propuesta privatizadora del presidente Zedillo, pero tiene antecedentes en la lucha en contra de las reformas neoliberales salinistas del 92, cuyas concesiones comenzaron a otorgarse hasta 1994 alcanzando su máximo en 2000-2001. Los impactos más graves son ya evidentes:

II.2 La industria eléctrica “mejicana” equivale ya al 33% de la mexicana

La Prospectiva del Sector Eléctrico 2003-2012 (pág. 40, “3.2.1 Capacidad instalada nacional”) refiere que: “En diciembre de 2002 la *capacidad efectiva* de energía eléctrica en México ascendió a 45,674 MW”, desglosada de la siguiente forma: CFE 80.7 % (36,858.9 MW), LyFC 1.8 % (822.3 MW), productores independientes (PIE) 7.6 % (3,471.2 MW), Autoabastecimiento 6.1 % (2,786.1 MW), Cogeneración 2.6 % (1,187.5 MW) y usos propios continuos 1.2 % (548 MW).

En otra parte del documento (cuadro 3, pág. 26, “Permisos administrados de generación eléctrica al 31 de diciembre de 2002”) puede leerse que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) “administraba” 275 concesiones para generación de energía eléctrica por 20,573.9 MW y que más de la tercera parte de esa capacidad, 8,402.9 MW, ya estaba en operación, reportando además (mismo cuadro) otros 559 MW más concesionados y en servicio, correspondientes a 59 permisos anteriores al año 1992.

Esta cifra no ajusta con la que se pueden deducir del primer párrafo sumando la capacidad privada (Productores Independientes 3,471.2 MW, Autoabastecimiento 2,786.1 MW, Cogeneración 1,187.5 MW y usos propios continuos 548 MW), en total de 7,992 MW.

A pesar de ser un valor básico para la planeación, la prospectiva 2003-2012 emplea en total **dos valores distintos de la capacidad de generación de 2002**. En la nota 5, pág. 25 (y el texto que la refiere) se menciona que la *capacidad efectiva* (del servicio público), es de **37,682 MW**. Luego, en la pág. 41, “3.2.2 Capacidad de generación del servicio público”, se afirma que “con la entrada en operación y las modificaciones de capacidad durante el 2002, la *capacidad efectiva* del servicio público *ascendió a 41,177 MW*”. Este mismo valor se refiere como *capacidad instalada* en los cuadros 19 y 20, (págs. 63 y 64).

Tratándose de un documento estratégico, las diferencias no son despreciables, pero aún así, es revelador que la propia prospectiva reconozca, a pesar de un manejo descuidado de los conceptos, que la capacidad concesionada por la CRE (20,574 MW) **“representa más de la mitad de la capacidad efectiva del servicio público registrada en 2002”**.

Suponiendo que la capacidad efectiva *inicial* en 2002 fue de 37,682, con estas cifras es posible concluir que la magnitud relativa de de la generación privada en operación, respecto de la del sector público, era de casi un 24 % en aquel momento.

Tabla 1: En 2002, la capacidad privada fue el 23.78% de la pública

Al 31 de diciembre de 2002	MW	%
Capacidad propia del Sector Público	37,682.00	100.00
Capacidad Concesionada (CRE) en Operación	8,402.90	22.30
Capacidad Concesionada (Prev) en Operación	559.00	1.48
Total de capacidad concesionada en servicio	8,961.90	23.78

Con datos de la prospectiva del SE 2003-2012, “2.2 Permisos de generación eléctrica”, pág. 25 y Cuadro 3, “Permisos administrados de generación eléctrica al 31 de diciembre de 2002”.

Haciendo el mismo seguimiento, a diciembre de 2003, según datos de la CRE la capacidad total de las concesiones asciende a 19,443.45 MW de los cuales 11,811.01 MW se reportan “en operación” bajo las siguientes modalidades:

A estas cifras hay que agregar los 559 MW concesionados previamente a 1992, con lo que se eleva la magnitud de la energía privada a **12,370.01 MW**.

Tabla 2: Capacidad concesionada en servicio.

Modalidad	Perm	MW
Autoabastecimiento	145	3,131.91
Cogeneración	29	1,426.97
Productor Independiente	11	5,860.41
Importación	8	61.35
Exportación	9	1,330.37
Subtotal	202	11,811.01
Previos	59	12,370
TOTAL	261	12,370.01

Con datos de CRE a diciembre de 2003.

Por su parte, CFE reporta (a septiembre de 2003) que su capacidad es de 36,864 MW. Si a esto agregamos la capacidad de las 4 plantas que entraron en operación en 2003 (las que no son PIE), aunque solo dos de ellas fueron realizadas con recursos propios (429 MW) y las otras dos mediante el mecanismo de Obra Pública Financiada OPF (237 MW), entonces podríamos decir que hay un aumento de capacidad propia en CFE de 666 MW, con lo que su capacidad de generación asciende a 37,530 MW.

10 NUEVAS PLANTAS EN OPERACION EN 2003



Figura 2. Información de CFE

Tabla 3: Capacidad propia de CFE, agregada en el 2003.

Modalidad	Planta	Ubicación	MW
Recursos Propios	TG Tuxpan I	Veracruz	164.00
	TG San Lorenzo	Puebla	265.00
			429.00
Obra Pública Financiada	CC El Sauz	Querétaro	137.00
	CG Los Azufres II	Michoacán	100.00
			237.00
TOTAL			666.00

Con datos de CFE

Luz y Fuerza del Centro informa (www.lfc.gob.mx) que “al mes de julio del año 2003... continúa con una capacidad instalada para generar energía eléctrica de 834.33 MW”.

Considerando estas cifras, como advertimos el año anterior, la capacidad del sector privado es casi la tercera parte del sector público:

Tabla 4: En 2003, la capacidad privada pasó al 32.24%, en relación con la pública.

Al finales de 2003*	MW
Capacidad propia CFE	36,864.00
Capacidad nueva en 2003 (RP)	429.00
Capacidad nueva en 2003 (OPF)	237.00
Capacidad propia LyFC	834.33
Capacidad propia del Sector Público	38,364.33
Capacidad Concesionada (CRE) en Operación	12,370.01 32.24%

Con datos de CRE, CFE y LyFC.

Respecto de la capacidad de generación del SEN, CFE reporta actualmente (www.cfe.gob.mx) una capacidad total de 42,815.88MW que incluye “12 Centrales de Productores Externos de Energía, con una capacidad total de **5,478.4 MW**”... “y 473 MW de unidades turbogás y combustión interna en arrendamiento”, para un total de **5,951.4 MW** de participación privada. ¿Dónde está el resto de los 12,370.01 MW privados en operación que reporta la CRE?

Esta “pérdida” de energía privada revela que la administración de CFE, asumiendo los lineamientos de la Secretaría de Energía (SENER), considera solamente como participación privada la energía que adquiere “para el servicio público” (es decir, los 5,951.4 MW que se señalan en el párrafo anterior). ¿El resto es energía instalada pero ociosa? Difícil de creer.

Según las cifras de la CRE, casi la cuarta parte de la energía que se consume actualmente en México es privada. A eso se agregarán todavía 7,011.69 MW más que están “en construcción”, así como otros 300 MW que la CRE reporta “por iniciar obras” (quedando pendiente aún conocer el destino de 296 MW más que hoy se declaran “inactivos”, pero que no se dan por “terminados”).

Con esta generación se alcanzará a partir del próximo año cuando menos un 35% de privatización EFECTIVA (real, en operación) respecto del sector público.

Tabla 5: Capacidad en Operación Sector Público/IP

	MW	%
Capacidad propia del Sector Público	38,364.33	75.62
Capacidad Concesionada (CRE) en Operación	12,370.01	24.38
TOTAL	50,734.34	100.00

En 2003, la cuarta parte de la electricidad que se consume en México es privada. *Con datos de CRE, CFE y LyFC.*

La *capacidad concesionada* es mayor al 50% y la proporción aumentará año con año, puesto que los planes de instrumentados por la SENER a través de la CRE son en el sentido de ceder más concesiones de generación al capital privado, principalmente mediante proyectos de autoabasto y cogeneración, dónde por cierto el 2003 introduce una variante.

II.3 La perspectiva de Cogeneración (y Autoabasto) de Pemex

Apenas en diciembre pasado, en el Senado de la República se planteó y aprobó un dictamen que faculta a Petróleos Mexicanos (PEMEX) para generar electricidad en la modalidad de cogeneración. Si dicha iniciativa prospera en la Cámara de Diputados, representa la posibilidad, se dice, de **incorporar al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 4,000 MW** como mínimo, en los próximos ocho años.

La propuesta es correcta, se trata de un pequeño paso hacia la integración de la industria energética. Pemex dispone ya actualmente de 36 permisos de generación (casi todos de Autoabastecimiento (salvo uno de cogeneración) con una capacidad total de 1,499.4 MW. Sin embargo, según la estructura establecida en la “nueva” Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios -que convirtió a PEMEX en un “corporativo”-, esos permisos se distribuyen entre sus cuatro organismos subsidiarios como se indica en la Tabla 6.

Pero hay que destacar que PP tiene en siete empresas filiales, *sociedades anónimas* que elaboran, distribuyen y comercializan una serie de productos petroquímicos “secundarios”). Varias de ellas han recibido permisos de generación (las Petroquímicas Cangrejera, Morelos y Pajaritos cuentan ya con permiso de Cogeneración, mientras Cosoleacaque y Escolín) para Autoabastecimiento. Con dichos permisos, estas empresas “*públicas-pero-privadas*” agregan 501.2 MW más a la capacidad de generación de PEMEX que en estas condiciones dispone de 41 permisos por casi 2 mil MW, considerando que todos están operando, salvo uno, de 24.73 MW que aún se reporta “en construcción”.

Tabla 6: Capacidad de generación otorgada a Pemex por la CRE.

Organismo	Permisos	MW
PEMEX Exploración y Producción (PEP)	22	370.07
PEMEX Refinación (PR)	6	661.20
PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)	7	408.15
PEMEX Petroquímica (PP)	1	60.00
Empresas filiales “desincorporadas”	5	501.20
TOTAL	41	2,000.62

Con datos de CRE.

Empero, la prospectiva reporta únicamente 1,893.30MW (Cuadro 4, “Permisos administrados de autoabastecimiento y cogeneración, 2002”, pág. 28), correspondientes a 38 permisos. Con este manejo de la información y el fantasma de la *autonomía de gestión* rondando, habrá que estar pendientes de que la propuesta no vaya a parar también, emulando a Pemex, con la “desincorporación” de esas plantas.

II.4 Dudosas Sociedades de Autoabastecimiento

Los permisos de cogeneración y autoabastecimiento encubren verdaderos “negocios” de compra-venta de energía eléctrica entre particulares. La cantidad de energía concesionada en esta modalidad está distribuida de la manera siguiente:

Tabla 7: “Permisos administrados de autoabastecimiento y cogeneración, 2002”

Modalidad	permisos	MW
T o t a l	185.00	8,469.40
Industria	115.00	5,867.10
Pemex	38.00	1,893.30
Otros*	32.00	709.00
Autoabastecimiento	151.00	6,311.50
Industria	88.00	4,374.8
Pemex	34.00	1,378.60
Otros*	29.00	558.10
Cogeneración	34.00	2,157.90
Industria	27.00	1,492.30
Pemex	4.00	514.70
Otros*	3.00	150.90

“Prospectiva..., Cuadro 4, pág. 28.

** Otros. Permisos otorgados a sectores como el agrícola y ganadero, turismo, inclusive servicios municipales.*

Un solo ejemplo, que como advertimos oportunamente en energía, revela el concepto fraudulento de cogeneración que maneja la CRE: los proyectos de “Autoabastecimiento Remoto” de Enertek, S.A.

El 24 de mayo de 1996 (RES/043/96.) la CRE resuelve otorgar el permiso E/36/COG/96 a la sociedad ENERTEK, S.A. de C.V. (Grupo Alfa en asociación con la compañía estadounidense American Electric Power, AEP), para instalar en Altamira, Tamps. Una planta de hasta 120 MW, que serían distribuidos entre sus asociadas, según las demandas (en MW, en la columna MW-1) y ubicación mostradas en la tabla 6.

Tabla 8: Demandas de la sociedad Enertek, S.A.

Socio	Ubicación	MW 1	MW 2
PETROCEL, S.A.	Altamira, Tamps.	14.00	14.00
TEREFTALATOS MEXICANOS, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps	5.50	5.50
INDELPRO, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps	12.00	12.00
FIBRAS QUÍMICAS, S.A.	Monterrey, NL	23.70	25.00
NYLON DE MEXICO, S.A.	San Pedro Garza García, NL	14.40	16.00
UNIVEX, S.A.	Salamanca, Gto	10.00	13.00
NEMAK, S.A.	García, NL	-	10.00
TOTAL		79.60	95.50

*Datos del permiso E/36/COG/96 y la resolución RES/066/96.
MW-1: demandas originales; MW-2 demandas ampliadas.*

Se estipuló además que “La energía térmica producida conjuntamente con la energía eléctrica será utilizada para el proceso de la planta de la sociedad CINERGY, S.A. de C.V., la cual será la operadora del proceso que de lugar a la cogeneración”. Antes de la construcción de la planta, el 3 de julio de 1996, la CRE autoriza (RES/066/96) la modificación de demandas como se indica en la columna MW-2 de la tabla anterior.

Para el 3 de septiembre de 1997, la CRE ordenó (RES/115/97) una visita de verificación a Enertek, derivada de la cual, finalmente procede la construcción, instalación y puesta en marcha de la planta.

El 14 de enero, de 1998, la CRE resuelve (RES/003/98) que No existe inconveniente respecto a la celebración del contrato/convenio de respaldo por mantenimiento y del contrato/convenio de respaldo por falla, entre CFE y Enertek, S.A. de C.V.

El 23 de enero de 1998, la CRE autoriza (RES/010/98) un nuevo cambio de cargas y la inclusión de un nuevo asociado. Con estas modificaciones, la suma de las cargas de los socios de Enertek casi dobla la capacidad autorizada de generación de dicha sociedad, sin embargo, el 23 de enero, de 1998, la CRE resuelve incluso (RES/016/98) que “no existe inconveniente por parte de esta Comisión Reguladora de Energía respecto a la celebración del convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica con la Comisión Federal de Electricidad.”

Tabla 9: Nuevas cargas de la sociedad Enertek, S.A.

Socio	Ubicación	MW
PETROCEL, S.A.	Altamira, Tamps.	30.00
TEREFTALATOS MEXICANOS, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
INDELPRO, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
FIBRAS QUÍMICAS, S.A.	Monterrey, NL	50.00
NYLON DE MEXICO, S.A.	San Pedro Garza García, NL	25.00
UNIVEX, S.A.	Salamanca, Gto.	25.00
NEMAK, S.A.	García, NL	20.00
PECTEN POLIESTERS MANUFACTURAS, S.A. DE C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
TOTAL		210.00

Se modifican las demandas declaradas y se incluye un nuevo socio.
Datos de la resolución RES/010/98.

Aún más, el 24 de febrero de 1998, la CRE autoriza (RES/041/98) la inclusión de seis nuevos socios, quedando la distribución de cargas como sigue:

Tabla 10: Nueva expansión de la sociedad Enertek, S.A

Socio	Ubicación	MW
PETROCEL, S.A.	Altamira, Tamps.	30.00
TEREFTALATOS MEXICANOS, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
INDELPRO, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
FIBRAS QUÍMICAS, S.A.	Monterrey, NL	50.00
NYLON DE MEXICO, S.A.	San Pedro Garza García, NL	25.00
UNIVEX, S.A.	Salamanca, Gto.	25.00
NEMAK, S.A.	García, NL	20.00
PECTEN POLIESTERS MANUFACTURAS, S.A. DE C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
INDUSTRIAS NEGROMEX, S.A. de C.V.		
INSA Planta Solución	Altamira, Tamps.	10.00
INDUSTRIAS NEGROMEX, S.A. de C.V.		
INSA Planta Emulsión	Altamira, Tamps.	15.00
NHUMO, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	15.00
NOVAQUIM, S.A. de C.V.	Altamira, Tamaulipas,	10.00
POLYKRON, S.A. de C.V.	San Pedro Garza García, NL	20.00
FILAMENTOS ELASTOMERICOS, S.A. de C.V.	San Pedro Garza García, NL	10.00
TOTAL		290.00

Se incorporan seis nuevos socios. *Datos de la resolución RES/041/98.*

A partir de allí, la “sociedad” con el consentimiento de la CRE, se expande sin justificación aparente (sin capacidad suficiente para compartir). El 18 de junio de 1999, la CRE autoriza

(RES/100/99) el cambio de denominación de Novaquim, S.A. de C.V., por Uniroyal Chemical México, S.A. de C.V. y al año, el 25 de octubre de 2001 (RES/195/2001) la inclusión a la sociedad de Crompton Corporation, S.A. de C.V., en sustitución de las de Uniroyal Chemical México, S.A. de C.V. Ya en el 2002, el 22 de abril, la CRE autoriza (RES/058/2002) la inclusión de Tereftalatos Mexicanos, S.A., y Kimberly Clark de México, S.A. de C.V., y el 21 de noviembre de 2002 (RES/261/2002), la de Cardanes, S.A. de C.V., Transmisiones y Equipos Mecánicos, S.A. de C.V., Engranajes Cónicos, S.A. de C.V. y Forjas Spicer, S.A. de C.V.

Con estas adiciones Enertek, S.A. se consolida en 5 estados de la república, con un total de 21 miembros, cuya suma de demandas representa el 337% de la capacidad instalada por “la sociedad” y que aún así, tiene convenio de venta de excedentes con CFE:

Tabla 11: Sociedad Enertek, S.A. situación actual.

Socio	Ubicación	MW
PETROCEL, S.A.	Altamira, Tamps.	30.00
TEREFTALATOS MEXICANOS, S.A. de C.V. Planta Altamira	Altamira, Tamps.	20.00
TEREFTALATOS MEXICANOS, S.A. de C.V. Planta Cosoleacaque	Cosoleacaque, Ver.;	25.00
INDELPRO, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
FIBRAS QUÍMICAS, S.A.	Monterrey, NL	50.00
NYLON DE MEXICO, S.A.	San Pedro Garza García, NL	25.00
UNIVEX, S.A.	Salamanca, Gto.	25.00
NEMAK, S.A.	García, NL	20.00
M&G POLIMEROS MÉXICO, S.A. DE C.V.	Altamira, Tamps.	20.00
INDUSTRIAS NEGROMEX, S.A. de C.V. INSA Planta Solución	Altamira, Tamps.,	10.00
INDUSTRIAS NEGROMEX, S.A. de C.V. INSA Planta Emulsión	Altamira, Tamps.,	15.00
NHUMO, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.,	15.00
CROMPTON CORPORATION, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.,	10.00
POLYKRON, S.A. de C.V.	San Pedro Garza García, NL	20.00
FILAMENTOS ELASTOMERICOS, S.A. de C.V.	San Pedro Garza García, NL	10.00
KYMBERLY-CLARK DE MÉXICO, S.A. de C.V., Planta San Juan del Río,	San Juan del Río, Qro.	35.00
KYMBERLY-CLARK DE MÉXICO, S.A. de C.V., Planta Orizaba	San Juan del Río, Qro.	35.00
Forjas Spicer, S.A. de C.V.	Querétaro, Qro.	5.00
Engranajes Cónicos, S.A. de C.V.	Querétaro, Qro.	2.00
Transmisiones y Equipos Mecánicos, S.A. de C.V.	Querétaro, Qro.	11.00
Transmisiones y Equipos Mecánicos, S.A. de C.V.	Querétaro, Qro.	2.00
TOTAL		405.00

Con datos de diversas resoluciones de la CRE de 1999-2003.

Lo que esta serie de maniobras de la CRE oculta es que “la sociedad” **Enertek fue vendida a la transnacional Iberdrola en julio de 2001**, con lo cuál, los 120 MW originalmente concesionados en cogeneración a un “grupo mexicano”, pasaban a ser propiedad de dicha empresa aposentada en España, que incluso se ostenta como la primera empresa eléctrica (privada) de **Méjico**. Así, la sociedad Enertek podrá vender excedentes de las otras plantas de Iberdrola.

Y lo más grave, que el proyecto Enertek fue “promovido” por las propios instituciones de gobierno como el mayor proyecto de cogeneración privado de México, que cuenta con su propia red de 115 kV directa a sus usuarios y la primera que cuenta incluso con tubería de gas desde “una localización estratégica para el abastecimiento de éste combustible y las ventas de electricidad a nivel nacional” (Comisión de Ahorro de Energía, Vigésima Reunión de la Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración, 12 de junio del 2001 <http://www.conae.gob.mx>)

El caso, por supuesto, no es único. Junto con Enertek, la CONAE promovió a la filial de otra transnacional (Endesa), AISE (ya liquidada a favor de Endesa Cogeneración y Renovables, S.A.), que a través de una sociedad integrada por ITALAISE y GRESAISE y FERMICAISE, S.A. de C.V., disponen de “socios usuarios” en Querétaro, Tlaxcala, San Luis Teolocholco, y San Marcos Contra, como consumidores, integrando así una verdadera red privada de generación y distribución de energía eléctrica, utilizando la red de transmisión nacional.

¡Y todavía quieren certeza jurídica!

Tractebel es otro caso. Como informó la propia CFE, esta empresa, con sus 245 MW y 38 “socios” constituyó el proyecto de cogeneración más grande del país y también cuenta con un acuerdo de suministro de gas natural con Pemex por 15 años 5. CFE, por cierto, opera como distribuidora de gas natural para otras generadoras privadas, como veremos más adelante.

II.5 Exportación e Importación, Integración energética o sumisión.

Tabla 12: Permisos de importación expedidos por la CRE en 2003.

Permiso/Empresa	Ubicación	MW
E/282/IMP/03 Bimbo	Mexicali, Baja California	3.24
E/281/IMP/03 Rheem Mexicali	Mexicali, Baja California	2.21
E/279/IMP/03 Pims	Mexicali, Baja California	4.50
E/278/IMP/03 Sony Mexicali	Mexicali, Baja California	3.24
E/277/IMP/03 Fevisa Industrial	Mexicali, Baja California	7.46
E/276/IMP/03 Fábrica de Papel San Francisco	Mexicali, Baja California	11.30
E/275/IMP/03 Industrias Zahori	Mexicali, Baja California	2.12
E/274/IMP/03 AMP Industrial Mexicana	Mexicali, Baja California	2.50
E/273/IMP/03 Compañía Productora de Hielo	Mexicali, Baja California	1.71
E/272/IMP/03 Daewoo Orion Mexicana	Mexicali, Baja California	9.82
E/271/IMP/03 Emermex	Mexicali, Baja California	2.97
E/270/IMP/03 Kenworth Mexicana	Mexicali, Baja California	6.22
E/257/IMP/03 Daewoo Electronics de México	San Luis Río Colorado, Sonora	4.50
E/255/IMP/03 Energía Azteca X	Mexicali, Baja California,	20.00
TOTAL		81.79

Con datos de la CRE a diciembre de 2003.

El 20 de diciembre de 2000, la CRE autorizó (E/182/EXP/2000) una concesión a Energía Azteca X, S de R.L. de C.V. “para generar energía eléctrica destinada a la exportación a través de un proyecto de producción independiente” con una “capacidad máxima bruta” de 298.62 MW. Vale la pena transcribir parte del permiso, la condición...

*CUARTA. Modificación de las condiciones para generar energía eléctrica destinada a la exportación a través de un proyecto de producción independiente o cambio de destino de la energía eléctrica generada. Las condiciones de generación de este permiso sólo podrán modificarse con la previa autorización de la Comisión Reguladora de Energía. La energía eléctrica que se genere al amparo de este permiso se destinará totalmente a la exportación... La enajenación de energía eléctrica en territorio nacional se realizará de acuerdo con las condiciones establecidas en el **permiso de producción independiente de energía eléctrica** otorgado a la permisionaria en fecha 7 de agosto de 2000.*

Porque efectivamente, el 7 de agosto de 2000, la CRE había otorgado (E/174/PIE/2000) a Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V. el permiso para Producción Independiente de Energía Eléctrica: 597.25 MW “**para su venta exclusiva a la Comisión Federal de Electricidad**” según la condición primera de la concesión.

Es decir, una misma empresa —con la misma planta—, recibió una concesión en 2000 destinada a generar exclusivamente para CFE 597.25MW (como PIE), posteriormente fue autorizada, por la propia CRE, para exportar la mitad de esa capacidad, 298.62 MW (a EU, es de suponer) y finalmente, este año recibió permiso para importar 20MW “para usos propios” en sus instalaciones de Mexicali, Baja California (donde se ubica la planta), utilizando las líneas de transmisión de otra concesionaria, Energía de Baja California, S. de R.L. de C.V. (E/212/IMP/2002. 20 MW, también para usos propios).

Aunque todos los permisos de importación tienen una condición (la sexta) que específicamente prohíbe la reventa de energía importada, es difícil que se verifique, dado que la mayor parte de la energía de importación tienen el mismo destino y las dos áreas de control de la península de Baja California no están integradas al SEN. La proliferación de estos permisos hace temer que podría estar más cercana la integración energética de la península a EU.

Los permisos de exportación implican además el consentimiento para la instalación en territorio nacional, de grandes centrales generadoras que, en el caso de la frontera norte, producirán electricidad para uso exclusivo de los EU. Ello provocó una resolución en contra (ya suspendida) de las líneas de transmisión que unirían esas centrales eléctricas privadas en México con la red norteamericana, cuando una juez de California (EU) determinó que se violó el Acta Ambiental (de EU).

Dada la tradición imperialista de ese país, esta modalidad de “integración” compromete incluso la soberanía de México, supeditándola a la “seguridad nacional” de aquel país.

En Baja California están presentes ya las “nuevas hermanas” de la energía a nivel mundial, que ligan los negocios del gas natural y la electricidad, como la anglo-holandesa Shell y la estadounidense Sempra Energy, que se aliaron recientemente para construir y operar una terminal de recepción de gas natural licuado en Baja California (cuyo permiso original fue otorgado por la

CRE a una filial de Shell, Terminal LNG de Baja California, S. de R.L. de C.V.). Dicha terminal tiene como clientes cautivos las plantas de generación para el mercado eléctrico.

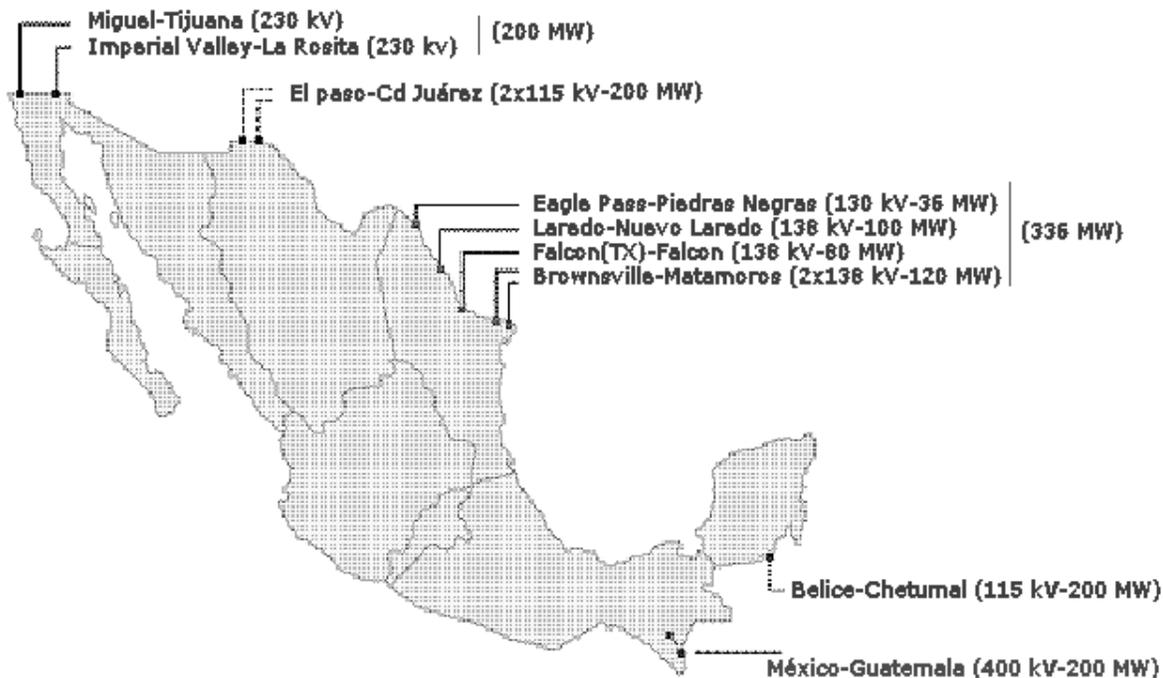


Figura 3: Estado actual de la integración energética de México. Fuente: CFE.

Pero no es el único caso, en el otro “nodo energético” diseñado por la Secretaría de Energía en Altamira, Tamaulipas, está instalándose otra “filial” de Shell, Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., que se adjudicó el contrato de suministro de gas natural a CFE, destinado a 3 proyectos de generación privados: Tuxpan V (MITSUBISHI CORPORATION/ KYUSHU ELECTRIC POWER Co. INC.), PIE-546 MW; Altamira V (IBERDROLA MEXICO, S.A. DE C.V), 1,057 MW y Tamazunchale I (Por licitar), PIE 1,046 MW. El contrato es por 15 años y Shell afirma que fue adjudicado a otra de sus filiales en esa zona, Gas del Litoral S. de R.L. de C.V., cosa que ratifica Total Group, el socio de Shell en Tamaulipas.

En el caso de la frontera sur, también se prevé concesionar importantes yacimientos de GN y existe ya un gasoducto privado que surte de energía a las plantas que operan en Yucatán. Como se mencionó, el proceso de integración con Centroamérica comenzó al autorizar cambios en la concesión PIE de Mérida III (AES) para exportar parte de su capacidad de generación a Belice y avanza con la concesión de Valladolid III, planta que ya inició su construcción (Generación de Valladolid, ganadora de la licitación, es en realidad una alianza entre Calpine Corporation/Mitsui & Co. Ltd.LTD, internacionalmente registrada como Valladolid International Investments, S. de R.L. de C.V.). El desarrollo de esta tendencia depende del avance en los planes de integración eléctrica en la región (cuyas empresas públicas se han privatizado y desintegrado en el marco del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, SIEPAC), como parte del Plan Puebla Panamá y en un contexto más amplio, del ALCA.

Finalmente, cabe insistir que en el caso de Energía Azteca X y Mérida III, los permisos para exportación se otorgaron sobre energía concesionada en la modalidad PIE, que se condicionaron inicialmente para su venta exclusiva a CFE (por ser parte de los proyectos de obras de CFE).

Esta rápida revisión de los avances de la privatización en nuestro país nos hacen especular que en cierto modo es verdad lo que nuevamente reafirmó en 2003 el presidente Fox: CFE y LyFC no se privatizan, puesto que basta con...

II.6 Anular el desarrollo del Sector Público

Porque es evidente que para el desarrollo de la nueva generación se está dependiendo exclusivamente de inversión privada. Como se desprende de la prospectiva 2003-2012 (cuadro 16, pág. 19), de 12,087 MW en construcción (o “comprometidos”), solo 429 MW se realizarán con recursos propios (presupuesto de CFE), lo demás son concesiones. Y se planean adicionar otros 13,670 MW, aun “no comprometidos” para cumplir la meta (de la prospectiva) de integrar 25,757 MW adicionales al 2012.

Tabla 13: Expansión del sistema eléctrico al 2012.

	MW
Capacidad Total Proyectada por CFE al 2012 Prospectiva 2003-2012, cuadro 19, pág. 63	62,730.00
Capacidad requerida, comprometida (al 2008)* Prospectiva 2003-2012, cuadro 16, pág.59	12,087.00
Capacidad No comprometida aún**. “susceptible de realizarse por particulares”	13,670.00

**Incluye 16 proyectos en construcción, de los que solo dos (429 MW) se realizarán con Recursos Propio, además de 10 proyectos en proceso de licitación algunos ya adjudicados*

*** Incluye 18 proyectos más, 3 de gas natural, 1 de combustión (diesel), 1 Eolo y 1 hidroeléctrico; los demás, a base de gas natural*

Adicionalmente, según la prospectiva, se van a retirar de operación 4,204 MW de las empresas públicas (29 unidades termoeléctricas de CFE y 1 de LFC), sin que nada garantice que su reposición se realice con recursos propios.

Es claro que en esta planeación se elimina toda posibilidad de desarrollo del sector público para justificar la entrega de la industria eléctrica nacional, al capital privado. Estamos ante una...

II.7 Planeación estratégica al servicio del Sector Privado (Transnacional)

Documentos fundamentales de la planeación como La “Prospectiva del Sector Eléctrico” y el “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico” (POISE) son base de la estrategia privatizadora, porque en ellos se da por consumada la existencia del “mercado eléctrico mexicano”. Desde allí se sobredimensionan y descontextualizan los requerimientos de expansión del SEN

manejando tendenciosamente las cifras de capacidad y crecimiento de la demanda, para ajustarlos así a la conveniencia del gran capital, aduciendo “falta de recursos propios”.

Ya desde la prospectiva para el período 2001-2010 se anticipaba que “aproximadamente el 53% de la infraestructura eléctrica se prevé desarrollarla con las modalidades de inversión privada...”. Y es que el tema del financiamiento de las empresas públicas lleva incluso a la oposición a posiciones que buscan legalizar la inversión privada ya existente, e incluso a proponer como única posibilidad de desarrollo el impulso de los Pidiregas (72.8% PIE; 23.5% OPF y 3.5% RP, pág. 60 “4.3.2.1 Capacidad comprometida o en construcción”. CFE reporta que al 30 de septiembre de 2003, la deuda en Pidiregas ya es del 52 % del total (deuda total 6,376.5 millones de dólares, Pidiregas 3,096.4 millones de dólares)

Aunque no es el punto, cabe mencionar que los requerimientos están sobredimensionados. La necia realidad comprueba que hasta los índices de crecimiento empleados para predecir el crecimiento de la demanda están inflados aunque, como justificación, la SENER declare que la falta de reforma eléctrica *desalienta el consumo de electricidad*. Por otra parte, la situación financiera de CFE y LyFC está falseada, ambas empresas generan los recursos suficientes para sostener su propio desarrollo, a tasas de crecimiento reales (que mantengan racionalmente la oferta por encima de la demanda).

Los “expertos” de la Secretaría de Energía, con el auxilio de consultores extranjeros, llegan a esas conclusiones manipulando los parámetros técnicos básicos de la planeación energética. Porque aunque es cierto que la planeación energética conlleva una importantes dosis de incertidumbre, tampoco es válido manejar esquizofrénicamente un 27% de **margen de reserva** (exceso de capacidad sobre la demanda máxima esperada, un margen de seguridad) o un 6% como **margen de reserva operativa**, lo mismo si se trata de minimizar la construcción de capacidad adicional para suplir una contingencia “normal”, como para justificar la “urgencia” privatizadora. Vale la pena revisar dos conceptos que afectan la disponibilidad de reservas.

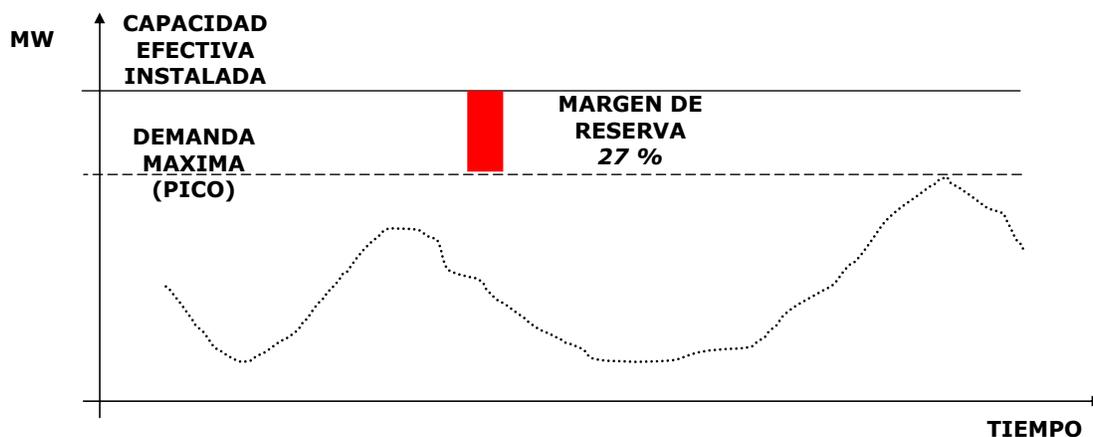


Figura 4: Definición típica del margen de reserva de un sistema eléctrico.
Bajo el carácter público y mediante una industria eléctrica integrada, la capacidad de reserva es un recurso nacional cuyo suministro es prioritario en los momentos de demanda máxima coincidente, para TODOS de los usuarios, inclusive ante cualquier eventualidad

En México, la red troncal se diseñó para mantener una capacidad de reserva adecuada que garantizara la confiabilidad del servicio a TODOS los usuarios, compartiendo las reservas disponibles y reforzando el intercambio de energía entre regiones, para reducir los requerimientos de capacidad adicional. Bajo esta idea el concepto de margen de reserva es simple.

En cambio, para la planeación bajo el modelo de mercado, se ponderan más las variables de incertidumbre, “no técnicas”. Un margen de reserva del 6% implica, además de un estricto programa de mantenimiento de plantas, ajustar al mínimo las expectativas de falla (que es totalmente fortuita) o minimizar la posibilidad de inhabilitación de plantas importantes por causas de fuerza mayor (entre las que obviamente estaría incluso falla en el suministro de combustible). Se reduce al mínimo posible el concepto de margen de reserva, simplemente porque no hay incentivo económico para construirla.

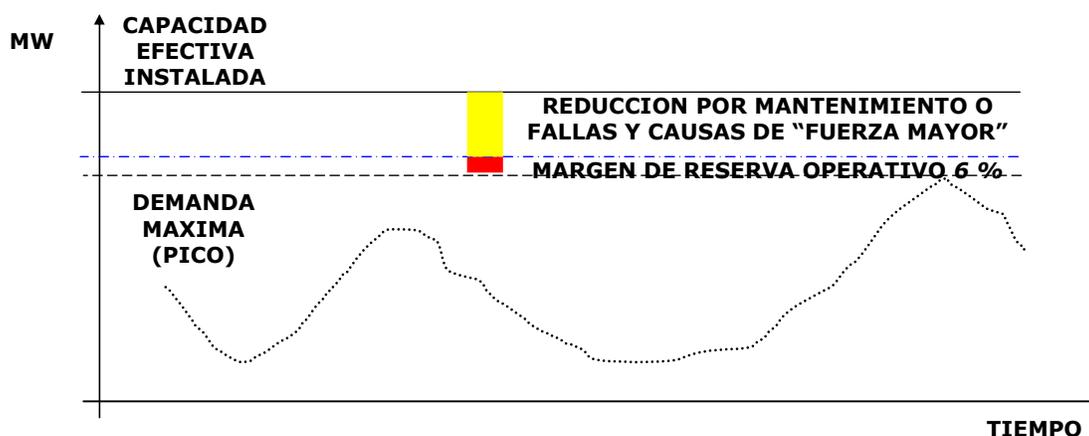


Figura 5: Nuevo manejo “determinístico” del margen de reserva *operativo*.
Bajo el carácter privado, la capacidad de reserva es un bien que encarece la prestación del servicio y encima no es fácilmente facturable, por ello se insiste en diferenciarla, ofreciéndola como un “valor agregado”, cuando en realidad es un requisito imperativo de calidad del servicio (reemplazar la capacidad no disponible en un momento dado, cuando menos por mantenimiento o incluso hasta cierto margen de falla).

En ambos casos construir la capacidad de reserva, significa instalar una capacidad “que no se utiliza”. Bajo el régimen de propiedad privada, esto significa una reducción de las ganancias, por lo cual no le interesa al inversionista, a menos que se le pague adicionalmente.

Ahora bien, respecto de la interconexión del sistema, el modelo de planeación impuesto desde 1998 afecta gravemente la disponibilidad de reservas debido a los flujos adicionales de las transacciones privadas, que aumentan la congestión de la red de transmisión.

En la figura 6 se representan los flujos en un pequeño sistema, ya congestionado de por sí, considerando que la capacidad de transmisión de “A-B” equivale a 500MW, al que pretende añadirse una carga adicional de 200 MW en el punto “B”. En el caso ideal la planta ubicada en “A” generaría exclusivamente los 1,000 MW nominales, sin embargo, en este ejemplo esa planta representa la aportación real del SEN para compensar las pérdidas “A-B”, que en este caso equivale a 64 MW adicionales.

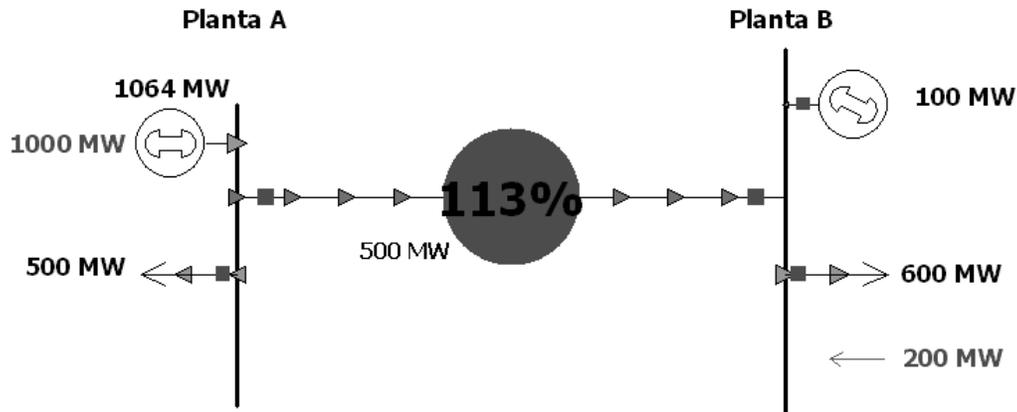


Figura 6: Expansión y flujos de energía en un sistema eléctrico congestionado. Dos centros de carga distribuidos en A y B (1,100 MW), alimentados por una línea cuya capacidad de transmisión es 500 MW. La planta de 1,000 MW nominales representa la generación que aporta el Sistema Integrado. La planta de 100 MW en B es privada. Se planea alimentar una nueva carga de 200 MW en B

Ante la congestión de la red y la inclusión de nuevas demandas, la opción sensata es inyectar generación en los puntos donde es requerida (“B”). La figura 7 ilustra que en esta configuración, el enlace “A-B” trabaja ahora dentro de sus límites y que la *compensación* del SEN baja a 21 MW.

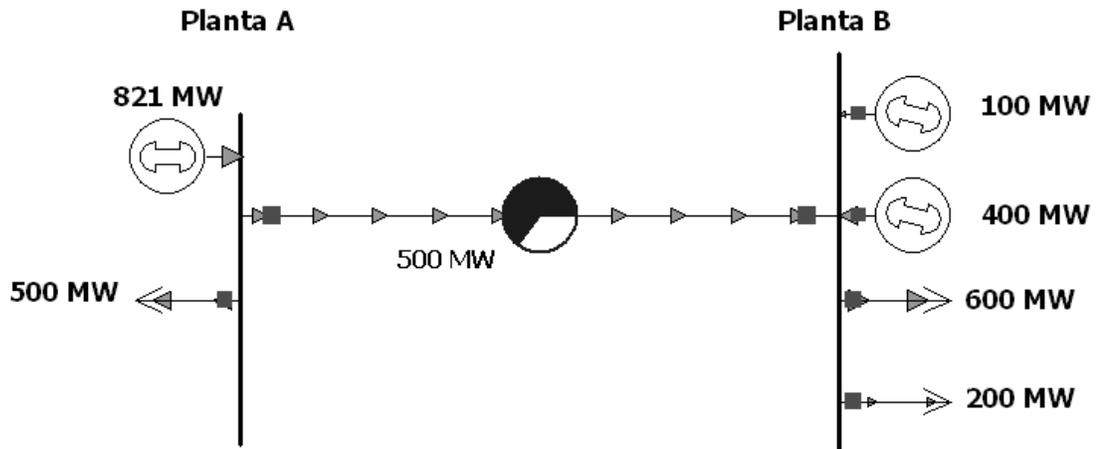


Figura 7. Expansión y flujos de energía para resolver la congestión. Se agregan 400 MW nuevos en B, lo cual reduce la congestión en A-B y permite al resto del sistema disponer de una reserva mínima de casi 200 MW (de “A”).

Sin embargo, bajo el modelo de desarrollo vigente, existe la posibilidad de que “gane” la concesión una planta ubicada en el otro segmento del sistema, “A”.

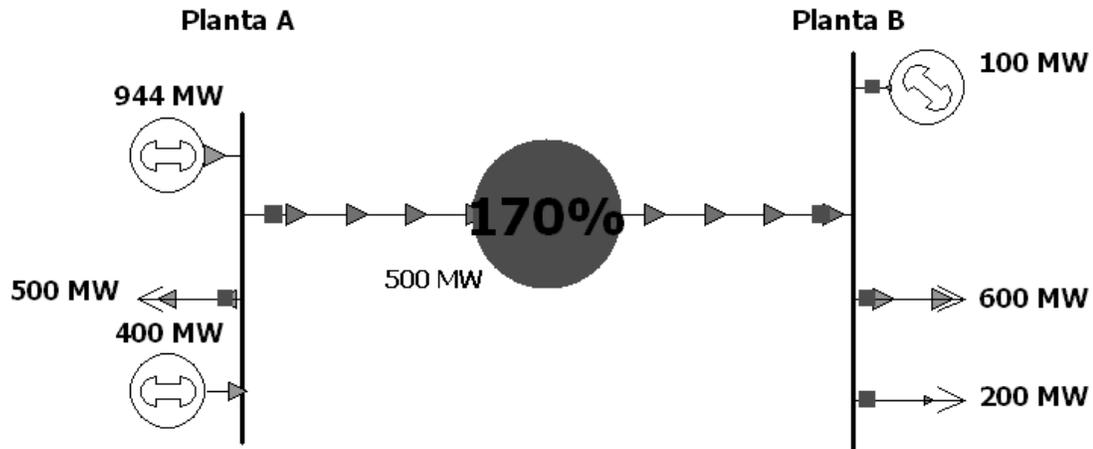


Figura 8. Expansión y flujos de energía en el modelo de mercado.
 Se agregan 400 MW nuevos en A, lo cual aumenta la congestión en A-B y obliga a la expansión de la red de Transmisión. Las pérdidas son mayores.

En este último caso, el desbalance de la red es tal, que cualquier falla provocará la caída del sistema, mientras que en el anterior, el sistema soporta la caída de cualquiera de los dos generadores privados. La pérdida que absorbe el SEN es en este caso 44 MW. Lo mismo ocurre con el *abastecimiento remoto*.

La misma situación ocurriría en caso de que se autorizara la construcción de ambas plantas (en “A” y en “B”, cada una de 400 MW cada una) “para favorecer la competencia”. La carga de 200 MW, no podría satisfacerse “despachando” la planta ubicada en “A”, bajo ninguna circunstancia (aunque ofreciera un menor precio por energía), simplemente por las condiciones de congestión en la red. ¿Cuál es entonces la ventaja de privilegiar al...

II.8 Capital Privado inconstitucional?

Ya nadie duda hoy de la inconstitucionalidad de las concesiones otorgadas por la CRE. Desde 2002, al dar respuesta a la controversia constitucional contra el decreto presidencial (DOF 24.05.2001) por el que el presidente fox pretendía ampliar los límites de capacidad para la compra de energía eléctrica a los concesionarios privados, la Suprema Corte de Justicia de la Nación caracterizó el problema de la inversión privada y la vía para resolver definitivamente esta grave violación constitucional:

“... no pasa inadvertido para este Tribunal Constitucional, por una parte, que no sólo la Ley del Servicio Público ... y otras leyes relacionadas, pudieran contener disposiciones contrarias a la Constitución, pero ello es ajeno a la presente controversia y, de ser así, el propio Congreso de la Unión ... estará en aptitud de realizar las reformas pertinentes ...”
 Y en todo caso la alternativa: “... podrían darse necesidades de carácter económico o político que, desde esas perspectivas, cuestionaran la última parte del párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución y las otras normas que con él se vinculan ... pero es claro

que la decisión ... corresponde, con toda claridad, al órgano previsto en el artículo 135 de la misma [EL CONGRESO DE LA UNIÓN] y al que podrá acudir con la iniciativa correspondiente que demuestre la necesidad referida ...” (Considerando noveno, Resolución SCJN, 25/04/02).

La Suprema Corte de Justicia, planteaba de esta forma dos opciones para resolver la inconstitucionalidad: que el Congreso de la Unión reforme las leyes secundarias para hacerlas acorde al texto constitucional, o que se reforme la Constitución para “adecuarla” a la legislación secundaria, que abrió el sector a la inversión privada, alineándola con la política del presidente Fox quien, en contra de su propia visión de Estado expresada en el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía, insiste en ceder soberanía de la Nación sobre sus recursos energéticos y atentar contra el carácter público de las empresas del estado, comprometiendo su viabilidad, como veremos más adelante.

Fox entregó al Congreso a mediados de 2002 su propuesta engañosamente modernizadora que incluía efectivamente la reforma la constitucional que legaliza las concesiones, pero quedó congelada porque hubo Senadores y Diputados que asumieron la defensa del sector eléctrico nacional y se opusieron públicamente. Sin embargo, cabe decir que ninguno ha planteado a la fecha una iniciativa para derogar las inconstitucionales leyes secundarias del 92.

Este año, los senadores Bartlett y Rocha-Díaz devolvieron de nueva cuenta el asunto al terreno jurisdiccional, al presentar una Denuncia de Hechos ante la Auditoría Superior de la Federación (25/06/03) fundamentada en algunos de los aspectos violatorios más evidentes de los permisos expedidos, que denunciábamos en aquel I FEN.

Esto significa que cualquiera de los legisladores que han demostrado mayor comprensión del problema tienen intención de restaurar el orden constitucional. Cuando más propusieron revisar, caso por caso, los 225 permisos activos en el momento de la denuncia, evitando cuestionar a fondo las leyes promulgadas en 92, reconociendo empero, que *“en el año del 92 se hizo una reforma para permitir que en forma complementaria, simplemente complementaria, los empresarios privados pudiesen aprovechar generación de energía eléctrica... pero de este sano propósito de la reforma del 92, se ha hecho un aprovechamiento indebido, inconstitucional e ilícito.. De continuar en este camino, el régimen del Presidente Fox acabaría privatizando la industria eléctrica sin necesidad de una reforma constitucional, violando la Constitución....”* (Manuel Bartlett Díaz y Salvador Rocha Díaz, conferencia de prensa, Senado de la República, luego de presentar una denuncia de hechos en materia de energía eléctrica ante la Auditoría Superior de la Federación 26.06.03).

Pero no se trata simplemente de la mala aplicación de una buena Ley, la “planeación privatizadora” que se practica desde la SENER, y adoptada por CFE, se basa en esta reforma para plantear una visión del SEN (figura 7, pág. 69 de la prospectiva 2003-2012), cuyo desarrollo contempla reforzar la idea de la “demanda abastecida en forma remota”. Para ello

II.9 Se reconfigura el SEN.

Para integrar al SEN la electricidad adquirida a los generadores privados (o para transportarla a sus asociados “remotos”), CFE y LyFC reconfiguran sus redes de Transmisión y Distribución. Se supone que los gastos inherentes al “porteo” de la energía privada y del costo del servicio de respaldo a los particulares, están incluidos en los diversos contratos existentes, aunque no se menciona de qué forma se recuperará la inversión para proporcionar dicho porteo y respaldo de energía. Los contratos/convenios vigentes y en proceso según la prospectiva son:

Tabla 14: Expansión de la Red Eléctrico al 2012.

Modalidad	CFE	LyFC	*
Interconexión	44	4	13
Servicio de respaldo	19	1	4
Compraventa de excedentes	36	4	3
Servicios de transmisión	18	1	9
TOTAL	117	10	29

**En proceso de asignación*

De prosperar el mercado de competencia, estos contratos obligarán a CFE a proporcionar el porteo de energía entre particulares, sin importar su ubicación en la red, lo que obligará a reforzar el “mallado” de la red (el número y capacidad de las interconexiones existentes).

Hasta hace unos años, el SEN estaba integrado por una red troncal y varias áreas de control (salvo el Noroeste y la península de BC) y la nueva capacidad se agregaba en los puntos dónde técnicamente convenía.

El modelo de desarrollo de la SENER implicó centralizar la nueva generación en los puntos donde se supone habrá disponibilidad de combustible (gas natural básicamente, eje de la estrategia oficial). Ello provoca que áreas como la central, vetada para la instalación de nuevas generadoras, deba transportar la energía grandes distancias para abastecerse (principalmente del pacífico, del sureste y del nodo energético que se desarrolla en el golfo,), lo cual provoca serios problemas de descompensación de la red y constantes apagones.

II.10 El SEN, cada vez menos confiable y bajo mayor dependencia

Esta desintegración de la industria eléctrica ha resultado ser la peor opción. Por desgracia, ya no es necesario recurrir a la experiencia internacional para denunciar el peligro de la privatización.

Contrario a las promesas de mejora y pese a la considerable magnitud que alcanza ya la “participación privada”, el SEN hoy no es más confiable ni aumentó su reserva de capacidad. Al contrario. Al someter los planes de expansión de CFE a los intereses de la CRE, que no duda en desvirtuarlos para entregar la industria eléctrica al capital privado, se ha provocado entre otras cosas la congestión de las redes de transmisión.

El Ing Enríquez Harper, al referirse a las circunstancias que llevaron a que el sistema eléctrico trabaje al límite de su capacidad explicaba el año pasado:

“Esto ha dado lugar a un mercado energético especulativo que se decidió al margen de toda planeación integral”... “Elemento central [de dicho mercado] es el establecimiento de importantes “nodos energéticos” en los que se instalan estaciones de recepción de gas natural, plantas de regasificación y bombeo de éste y, por supuesto, grandes plantas generadoras de electricidad a base del mismo combustible. Estas centrales producen

importantes bloques de energía que se inyectan al sistema a través de las redes de transmisión, y a partir de allí, por medio de las redes de distribución, al resto de la red. (Gilberto Enríquez Harper, “Integración de la Generación Distribuida a las Redes Eléctricas”, sexta semana de la calidad y confiabilidad del servicio, septiembre 2003)

Lo que Harper cuestiona es la dependencia del gas natural y la centralización de la nueva generación, en vez de distribuirla y diversificarla, como ha probado ser más efectivo. Harper anticipó los recientes apagones en la Cd. De México al advertir que la red de LyFC trabaja “al límite”, y técnicamente “ya no tiene cómo” compensarla desde su red de distribución.

II.11 Autonomía, o el peligro el espíritu neoliberal en las empresas públicas

Todo lo expuesto indica que efectivamente se requiere una reforma eléctrica que, por principio de cuentas, restaure el orden constitucional. Sin embargo a últimas fechas, desde diversas ideologías, se plantea abiertamente la intención de aceptar la “participación privada”, una especie de regularización del fraude del '92, bajo el argumento de que el modelo de mercado eléctrico no es incompatible con la propiedad pública de las empresas. “No se deja de ser de izquierda por reivindicar el mercado. Creo que hoy se debe reivindicar el mercado y una inversión complementaria”, Sodi dixit (“Cortocircuito en la inversión eléctrica”, debate Sodi- Carrillo, revista Nueva Izquierda, diciembre de 2003).

No cabe duda que algunos “izquierdosos” han hecho ya demasiadas concesiones conceptuales sin darse cuenta que quedan incluso, con gran desventaja, en el terreno de la derecha, asumiendo conceptualmente las banderas del neoliberalismo.

Lo grave es que con esta visión, desde diversos frentes cobra fuerza la propuesta de autonomía, financiera y de gestión, a CFE y LyFC, suponiendo que de esta forma tomarán control sobre sus recursos financieros y sus ingresos para destinarlos a desarrollarse y modernizarse. Quienes proponen esto se olvidan que es desde dentro de estas empresas dónde se fragua su desaparición.

Los contratos de compra-venta de largo plazo, la aceptación de una estrategia de desarrollo basada en un combustible caro (porque debe ser importado), la implantación de esquemas tarifarios injustos (que en 2003 explotaron, creando mayor descontento popular) y el otorgamiento de todo tipo de concesiones y subsidios disfrazados a las empresas privadas son medidas implementadas con la ayuda de las actuales administraciones de las empresas públicas.

Quienes ven en la autonomía la posibilidad de fortalecer a CFE y LyFC, para afrontar el esquema de competencia y mejorar su eficiencia, olvidan que la nueva capacidad de generación ya es privada, de manera que el producto de esas ventas esta privatizado “de facto”. Incluso las sociedades de autoabastecimiento y cogeneración representan un sector eléctrico privado que crece en la misma proporción que el sector público se reduce.

CFE y LyFC tienen suficiente autonomía de gestión. Si no fuera sí ¿quién determinó la bursatilización de la deuda de CFE? ¿Quién autoriza la asignación directa (o mediante concurso con un solo participante) de jugosos contratos a empresas privadas que desarrollan, a elevados costos, las funciones que por ley (**por administración directa**) deberían desarrollar las empresas públicas?

El SEN está lleno de contratistas. Desde hace años, CFE licita “en paquete” las obras de Transmisión y Distribución eléctrica. LyFC debutó a gran escala en 2003 con la concesión de importantes obras de Transmisión en Alta Tensión (para “comprar” electricidad a Fenosa y otras transnacionales instaladas en el Golfo de México) y se amenaza con entregar a la IP obras importantes, como la

rehabilitación de Valle de México. A pesar del fallido intento de modernización de la entidad, mediante la compra de los Sistemas de Gestión (precisamente a U. Fenosa), paso a paso, el capital extranjero se apodera también del proceso de trabajo.

Seguramente algunos obran de buena fe,. Pero esta tendencia “autonomista” se impulsa hace tiempo desde las altas esferas administrativas de CFE y LyFC (tomando el ejemplo de Pemex por supuesto). Se plantea una “transformación” que permita asumir el control de la industria eléctrica, compartiendo con el capital privado la responsabilidad del servicio público, incluso en un marco de competencia.

Se olvidan que la industria eléctrica *nació* privada y conforme se convirtió en una necesidad básica, hubo que imponerle formas de participación estatal, simplemente porque en su carácter de *bien de consumo*, su desarrollo no se alineaba con su papel como palanca de desarrollo social.

Bajo las reglas de mercado, es decir bajo “la ley del más fuerte”, las empresas públicas simplemente no tienen futuro. Para comenzar, los estados financieros de las empresas públicas de la energía son manipulados hace años, a partir de conceptos como el aprovechamiento, los subsidios, los precios de combustibles, las inversiones e incluso su propia deuda.

En ese escenario, lo más factible es que las empresas públicas se auto extingan (por aquello de la auto-gestión) invocando su pésima administración, o que terminen siendo vendidas (absorbidas, fusionadas, etc.) por ineficientes. La medida es tan impráctica que incluso Pemex planea reintegrar las filiales de Petroquímica que había “independizado”.

En todo caso, lo procedente es reformar el régimen fiscal de estas empresas para eliminar el denominado “aprovechamiento” por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica, impuesto en la misma contra-reforma eléctrica del 92 (LSPP, Art. 46 (DOF, 23.12.92). El régimen fiscal que se aplica hoy a CFE y LyFC (y a Pemex) obliga a que las empresas públicas destinen casi la totalidad de los recursos que generan al Estado. Encima, el remanente se entrega a la iniciativa privada bajo toda clase de contratos de obras y servicios destinados a expandir, renovar y modernizar la infraestructura, de manera que apenas queda para costear el proceso de producción.

En este escenario, las empresas públicas no solo son altamente vulnerables ante el poder de mercado de las transnacionales (respaldadas paradójicamente por el propio Estado) sino que, como lo demuestran los grandes apagones a nivel mundial, la operación del SEN bajo el modelo de competencia impedirá una operación técnica eficiente en detrimento del servicio.

Por todo lo anterior ratificamos nuestra posición por la restitución del orden constitucional:

II.12 Derogación de la contrarreforma eléctrica del 92.

De persistir las contrarreformas de 1992 y la actuación facciosa de la CRE, la privatización del sector eléctrico se incrementará más cada año. En el 2003, a pesar de la resolución de la SCJN y con todo y denuncia ante la ASF, se entregaron 27 concesiones más (otros 164.55 MW) y se concedieron “ampliaciones” a las existentes, a sabiendas de que muchos permisos para Autoabastecimiento constituyen falsas sociedades de autoabastecimiento, que representa un comercio ilegal de electricidad.

La contradicción que presentan las leyes secundarias respecto del texto constitucional solo puede resolverse con la derogación de las reformas de 92 y subsiguientes, que dieron origen a la creación de la CRE.

III CONCLUSIONES

Igual que el año pasado y desde 1999, aunque la reforma eléctrica niquiera se ha llegado a discutir en el legislativo, el ejecutivo sigue fomentando la participación privada en generación, al margen de la Constitución política del país, encubierto por la “legislación secundaria”. Peor aún, las propuestas de reforma vigentes, legitiman de una u otra forma la privatización eléctrica furtiva, por lo que de llegarse a la discusión, en el legislativo se debatirá sobre esta misma base, tratando cuando más de “acotar” dicha participación, sin medir que ello no contuvo la necesidad de nacionalizar en 1960 (CFE tenía el 40% de la generación).

La contra-reforma eléctrica del 92 abrió la puerta a concesiones en generación, que constituyen una privatización abierta, cínica y descarada de la INDUSTRIA eléctrica nacional, sin necesidad de vender las empresas públicas.

Por otra parte, esa misma Ley fomentó la “*anarquía*” de gestión y financiera, que facilita la desintegración de las empresas públicas. Si alguien restó autonomía a CFE fue precisamente el ejecutivo, cuando a partir de 1992 le sustrajo funciones estratégicas para someterla a los designios de los funcionarios hacendarios y de una CRE, que en los hechos actúa como una Comisión *Privatizadora* de Energía. En materia de electricidad y gas natural, la CRE es una auténtica oficina para la desincorporación del sector energético.

Por ello afirmamos que la reforma eléctrica que hoy se requiere pasa por la derogación de las reformas de 1992 y subsecuentes. Ello anula, entre otras cosas, el impuesto por aprovechamiento, la CRE y por supuesto las concesiones. Es un buen principio.

Luego vendrían la necesaria integración de la industria eléctrica y la energética en su conjunto y, por supuesto, la recuperación de los recursos concesionados, por ser instrumento de desarrollo económico y social.

Pero estos objetivos, de alcance nacional, requieren de un nuevo proyecto de nación, en el que se ratifique el papel rector del Estado en el desarrollo económico, social y cultural del país, por encima de la vocación globalizadora de los gobiernos en turno, que los invita a preferenciar el desarrollo del capital y del libre mercado.

En ese sentido no basta lograr la desaceleración de las concesiones. Urge avanzar en la recuperación de los bienes concesionados, para comenzar, tres tareas son inaplazables:

¡Expropiación sin indemnización!
¡Derogación de la contrarreforma del 92 y subsecuentes!
¡Integración de la industria eléctrica nacionalizada!
¡Unidos Venceremos!

Referencias

1. www.fte-energia.org
2. Datos de la Comisión Reguladora de energía (www.cre.gob.mx) y de la Comisión Federal de Electricidad (www.cfe.gob.mx).
3. Prospectivas del Sector Eléctrico 2002-2011 y 2003-2012.
4. Programa de obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2002-2011, POISE