

Transformación del Sector Eléctrico Argentino

Introducción

A juzgar por ciertos indicadores del sector eléctrico tales como el dinero invertido en obras, la diversidad de las fuentes de generación (hidroeléctrica, térmica y nuclear) y la existencia de una red interconectada nacional de alta tensión, no debería haberse esperado que una simple combinación de baja hidráulidad y la salida de funcionamiento de una sola central nuclear obligaran a la implementación de cortes sistemáticos en el suministro. Pero esto es lo que ocurrió en la Argentina a finales de la década del '80.

La primera clave para entender el problema es saber que hasta 1991 las decisiones de inversión y de producción de energía eléctrica estaban en manos del Estado. El 35% del parque térmico existente estaba indisponible, y dado que el país estaba con serios problemas de hiperinflación, el Estado no estaba en condiciones de transferir recursos genuinos al sector.

Alejandro Alle, ingeniero argentino, graduado de la Universidad Nacional de Mar del Plata (1987), con Maestría en Economía y Administración de Empresas por ESEADE de Buenos Aires (1992). Es actualmente Gerente de Desarrollo Regional y Planeamiento Estratégico de la firma COPENSA (Guatemala).

Dos años más tarde la estructura del sector eléctrico había cambiado en forma esencial. Existía un nuevo sistema de costos marginales para el despacho de energía, y se había organizado un mercado eléctrico a nivel mayorista. La industria se había dividido totalmente, tanto a nivel vertical como horizontal, y la gran mayoría de las empresas habían sido transferidas al sector privado. Las actividades de generación convencionales habían sido completamente liberadas, y el transporte y la distribución final a usuarios estaban sujetos a mecanismos de regulación por incentivos. La coordinación de las tareas de despacho y la expansión del sector también se habían transferido a manos privadas.

Dicha transformación fue uno de los cambios más drásticos y rápidos que se hayan observado en el ámbito de la prestación de servicios eléctricos en una democracia moderna. No hay nada que hable más claramente de las virtudes de un sistema eléctrico que la continuidad en la provisión de energía. Más aún cuando el sistema es eficiente, es decir, que tanto el suministro de energía como la expansión del sistema se hacen al menor costo posible.

Si bien los problemas del sistema se hicieron tangibles en 1988, el grado de deterioro de las instalaciones por falta de mantenimiento hacía prever dicha debacle. Sin embargo, las soluciones ensaya-

das eran la designación de nuevos directores para las empresas estatales, la transferencia de esas empresas a otras jurisdicciones del Estado, la creación de *holdings* estatales, el cambio del status legal de las empresas, etc.

Estaba prácticamente establecido por dogma que la provisión de energía eléctrica (al igual que la de otros servicios públicos) debía realizarse a través del Estado, y se impedía de esa forma la introducción de competencia, el factor más determinante para lograr aumentos de productividad y de eficiencia. En efecto, no le estaba permitido a ningún operador privado competir contra las empresas estatales, y se presentaban los problemas clásicos de dichas empresas: la "socialización" del riesgo empresario, la existencia de trabas burocráticas, la dispersión de los intereses "empresariales" entre todos los ciudadanos frente a concentración de los intereses políticos de los funcionarios que las administraban, la multiplicidad de objetivos (la eficiencia económica no era el único ni el más importante, sino que se le agregaban la creación de empleo, la utilización de las tarifas como política redistributiva, etc.).

La evolución del sector eléctrico

Breve repaso de su historia

Desde 1887, los servicios de electricidad en la ciudad de Buenos Aires eran provistos por firmas privadas, las que fueron absorbidas por la empresa CATE (Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad) en 1901. En 1907, la CATE obtuvo la concesión por el servicio a nivel municipal por un período de cincuenta años. En 1921 esta concesión fue transferida a CHADE (Compañía Hispano-Argentina de Electricidad). Afectada por la guerra

civil española, CHADE se transforma en CADE (Compañía Argentina de Electricidad) en 1936, con la mayoría de las acciones en poder de capitales privados franceses. Un pequeño segmento del mercado de Buenos Aires fue atendido por la CIAE (Compañía Italo-Argentina de Electricidad), formada con capitales suizos en 1912.

En 1936, tanto CADE como CIAE obtuvieron extensiones de cuarenta años en sus respectivas concesiones, y en la falta de fundamentos económicos de la regulación de esta extensión de contrato estuvo la raíz de un problema que duró hasta 1992: no había controles de la calidad del servicio, ni incentivos para la inversión, ni penalizaciones serias por no cumplir con el suministro. Además, desalentaba la inversión a medida que avanzaba la ejecución del contrato de concesión.

Hacia 1958 (habiendo transcurrido 22 de los 40 años pactados) la situación en el conglomerado urbano de Buenos Aires y alrededores era alarmante: deficiente estado de equipos e instalaciones, baja producción de energía eléctrica, necesidad de inversiones en renovaciones y ampliaciones, etc.

Estructura previa a la transformación

La composición de la generación eléctrica hacia fines de los años '80 era: un 15% de energía nuclear (aproximadamente constante), un 40% de energía hidroeléctrica (variable según la hidraulicidad del año), y un 45% de energía térmica (complementaria de la hidroeléctrica). El transporte de energía tenía 13,812 km de líneas de AT y MT de 500, 330, 220 y 132 kV. La energía generada estaba en el orden de los 45,000 GWh/año, y la energía facturada sólo llegaba a 35,000

GWh/año. La gran diferencia entre energía generada y energía facturada no se explica sólo por las pérdidas técnicas, sino por el hurto.

La potencia instalada estaba en el orden de los 15,000 MW, valor respetable para un país del tamaño y el desarrollo de la Argentina. El problema era que un gran porcentaje de esta potencia instalada no estaba disponible por falta de mantenimiento.

El por qué del rumbo elegido a partir de 1991

Tal como lo había previsto la sana teoría económica, en la Argentina el Estado demostró ampliamente su fracaso en los roles de planificador, de inversor y de empresario.

El Estado como planificador siempre sobre-estimó la demanda de energía. Los planes de la década del '70 pronosticaban que hacia 1990 la demanda eléctrica iba a llegar a valores que incluso hoy (con un sistema eléctrico saneado y luego de ocho años sin inflación) no se alcanzan. El problema de estos planes es que no se quedaban en el cajón de un burócrata, sino que en función de ellos se decidía la construcción de centrales hidroeléctricas pagadas por los contribuyentes.

El Estado como inversor siempre al menos duplicó los plazos previstos para la finalización de las obras, por lo que además de pagar sobre-precios inauditos por "mayores costos", retrasaba la iniciación de la puesta en marcha de las instalaciones.

El Estado como empresario siempre demostró su incapacidad. Una forma de verlo es en las transferencias (en millones de dólares mayo de 1990) del Tesoro Nacional a las empresas del sector eléctrico.

En 1987 transfirió \$us 531 millones, en 1988 \$us 275 millones, en 1989 \$us 297 millones, y en 1989 \$us 124 millones. El hecho de que las transferencias hayan decrecido no se explica por un aumento de eficiencia, sino lisa y llanamente porque el Estado estaba quebrado a fines de los '80 (proceso que culminó con la hiperinflación de 1989).

El diseño de las privatizaciones

Como primeros candidatos a la privatización estaban las unidades de generación de SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires). Esto fue saludable porque allí estaba la necesidad de corto plazo, y porque se brindó una señal positiva al negocio de distribución, privatización ésta considerada más difícil debido a la mayor necesidad de regulación. El Poder Ejecutivo había solicitado que en 1992 se concluyeran todos los traspasos al sector privado, lo cual terminó impidiendo la reacción organizada de aquellos grupos cuyos intereses se veían perjudicados con el cambio. Los principales actores en el proceso de toma de decisiones en el diseño de las privatizaciones fueron, (a) la Secretaría de Energía (dependiente del Ministerio de Economía), (b) el Despacho Nacional de Cargas (luego transformado en Cammesa), y (c) el Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE). Una comisión parlamentaria ejerció las funciones de supervisión del proceso.

No se establecieron pisos para los precios de venta, sino requerimientos mínimos de pago en efectivo, además del rescate de títulos de deuda. Hubo gran competencia entre los oferentes en los mercados financieros para comprar los mencionados títulos al mejor precio posible.

Las ofertas superaron en casi todos los casos las expectativas de la Secretaría de Energía, lo cual se explica en una percepción más optimista de los oferentes sobre la evolución futura de las empresas (política comercial agresiva, recuperación de pérdidas, etc.) y del sector. La tasa de descuento utilizada por el gobierno para sus proyecciones oscilaba entre el 10 y el 14%, según el momento de la venta y el negocio en particular. Los oferentes utilizaron tasas menores.

Una de las máximas del proceso debía ser la transparencia, que se logró a través del mecanismo elegido para la selección de compradores, mediante una precalificación técnica y económica que asegurara la presencia de inversores de buena reputación en la industria. También fue determinante la forma de adjudicación. En todos los casos se llamó a licitación pública internacional. El objetivo era doble: desde lo microeconómico, encontrar operadores con la suficiente experiencia y respaldo patrimonial requerido por el tamaño de las unidades de negocio a transferirse, y desde lo macroeconómico, atraer inversiones extranjeras al país.

El marketing se dirigió hacia Estados Unidos y varios países de Europa. En el primer "road show" en Estados Unidos (septiembre de 1991), se pudo comprobar que la percepción de Argentina no era buena. Los antecedentes recientes de inestabilidad macroeconómica se reflejaban en tasas de descuento exigidas del orden del 22%. En Europa el tratamiento fue algo distinto, no por la mayor afinidad cultural sino porque estaban acostumbrados a hacer negocios en Argentina sabiendo que normalmente detrás de las inversiones había subsidios implícitos y tratamientos impositivos preferenciales que más que compensaban el factor inestabilidad.

Esta imagen negativa comenzó a cambiar a partir de la presentación del cumplimiento de metas fiscales (diciembre de 1991), lo cual ayudó a las privatizaciones, ocurridas en 1992.

El marco regulatorio

El espíritu del marco regulatorio

El espíritu general de la regulación en el nuevo ordenamiento económico-institucional del mercado eléctrico argentino incorpora elementos de competencia. La forma en que se decidió controlar a las firmas reguladas es a través de la verificación del cumplimiento de sus obligaciones, sujeto a penalidades e incentivos, y sin inmiscuirse en la función de producción de la empresa ni en su estructura de costos.

En generación se produce competencia directa. También se redescubrió el *marketing*, ya que debido a la amenaza de competencia, los generadores se esfuerzan más por obtener contratos con distribuidores y con grandes clientes. En transporte y en distribución la competencia es por comparación (*yardstick competition*).

La división horizontal de la actividad (por ejemplo, tres prestadores donde antes había uno) permite la competencia por comparación. Las ventajas de esta división horizontal no se limitan a que los usuarios y el regulador reclamen en función de la prestación de la otra empresa que brinda servicios en condiciones similares. También permite que en el futuro, si la tecnología evoluciona de forma tal que el servicio deje de ser un monopolio natural, el sector quede estructuralmente mejor preparado para la competencia.

Para la regulación del transporte, que también tiene aspectos monopólicos, la clave del esquema implementado es la

definición de acceso abierto de la red (*open access*), con la consecuente obligación de transportar por parte del concesionario o propietario de la línea.

Se decidió instrumentar la regulación a través del accionar de organizaciones interrelacionadas entre sí. El rol de establecer las políticas del sector y las normas que regulan la actividad quedó reservado a la Secretaría de Energía (SE).

Y aparecen en escena dos nuevos agentes: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (Cammesa), y el Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE).

Cammesa realiza la regulación física de las operaciones del despacho y la administración del mercado. Cammesa se creó sobre la base del Despacho Nacional de Cargas y se transformó en una sociedad anónima representada por todos los grupos integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y por el Estado.

El ENRE tiene amplias funciones de poder regulatorio, especialmente en los aspectos económicos y tarifarios, en la verificación y control de metas de calidad, en la solución de conflictos entre partes, en la entrada a la industria de nuevos agentes, etc.

La actividad de generación no reviste carácter monopólico, por lo que podría pensarse que no requiere regulación. Sin embargo, existen tres cuestiones que requieren la injerencia de una autoridad regulatoria:

a) El ajuste perfecto o instantáneo entre oferta y demanda requiere la coordinación física del despacho, ya que la demanda no se conoce con exactitud hasta el momento final del abastecimiento.

b) Los generadores hacen uso conjunto de una red común, y deben coordinar sus acciones para satisfacer los requerimientos de minimización global del costo de producción, y para compartir las reservas de potencia.

c) La explotación de recursos hidroeléctricos requiere coordinación y control debido a los usos alternativos del agua y al impacto ambiental (inundaciones controladas).

No existen barreras de entrada al negocio de generación térmica convencional. Cualquier firma puede iniciarse en la actividad con sólo operar y mantener sus instalaciones en forma que no constituya peligro para la seguridad pública, y que cumpla con las normas técnicas del funcionamiento que emite el ENRE. Deberán cumplir con los requisitos de brindar información acerca del nivel de disponibilidad, potencia puesta a disposición, costo de combustible, etc.

Se impusieron normas para fomentar el funcionamiento de los mercados a término. Cuando un distribuidor firma un contrato de suministro con un generador, éste es el responsable de una eventual falta de suministro, por lo que las penalidades surgidas de la obligación de suministro a nivel de la distribución se transfieren al generador.

A fin de evitar la concentración económica en el sector, los propietarios de centrales de generación deben observar las limitaciones en cuanto a poseer intereses en actividades de distribución y de transporte. Ninguna empresa generadora podrá ser propietaria o accionista mayoritaria de una empresa transportista. No obstante, un generador puede construir, a su exclusivo costo, una nueva red de transporte. Los generadores privados que a su vez integren consorcios en distribución deberán tener en el MEM

una capacidad de generación inferior al 10% de la potencial nominal instalada en el país.

La organización del MEM
(Mercado Eléctrico Mayorista)

El MEM se define como el punto de encuentro entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, y si bien la localización de éstas se encuentra dispersa por casi todo el país, su ubicación geográfica coincide con el centro de carga del sistema. El precio de mercado (pm) es por lo tanto definido como el precio localizado en el centro de carga del sistema. Los puntos de entrada/salida (nodos) del MEM se ubican sobre la red troncal de transporte, y cada uno de estos nodos tiene un precio que está expresado en función del pm y del factor nodal (fn) asociado a ese nodo en un momento determinado (el fn varía con el tiempo a lo largo del día). El fn (variable) y la tarifa de transporte (fija) determinan en cada momento si un nodo es "importador" o "exportador" de energía.

Son agentes activos del MEM los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, los concesionarios de transporte y de distribución, los generadores (incluyendo autogeneradores) y los grandes usuarios. Estos agentes deben entregar a Cammesa la información requerida para la llamada "Base de Datos del Sistema", que está a disposición de todos los integrantes del MEM.

Para un generador vinculado al MEM su remuneración está dada por el costo marginal de generación más el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado.

El MEM también está compuesto de un mercado a término o mercado futuro,

donde los agentes reconocidos pueden celebrar contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre las partes, tanto sean de potencia como de energía. Una clave importante para el desarrollo del mercado está contenida en el contrato de concesión de los distribuidores, y es la obligación de abastecer a sus clientes (a riesgo de ser severamente penalizados). Esta obligación le impone al distribuidor la necesidad de garantizarse niveles de suministro adecuados para atender su demanda. En el mercado, esa garantía puede obtenerse a través de contratos a término con los generadores u otros vendedores mayoristas de electricidad. La porción de demanda que no está sujeta a relaciones contractuales en el mercado a término se canaliza a través del mercado spot. Los contratos a término dan estabilidad a las actividades de los generadores y de los transportistas, permitiéndoles programar la expansión de su capacidad.

Un ejemplo sencillo en generación

El mercado *spot* se rige por precios de sanción horaria en base al costo marginal de corto plazo. Dicho costo está constituido por el costo de combustible más el costo de transporte. Se muestra a continuación una ilustración muy sencilla suponiendo que a una hora determinada existen tres máquinas en condiciones de abastecer energía eléctrica, a saber:

a) La máquina A, con una potencia de 300 MW, opera a un costo de \$us 20/MWh (técnicamente expresados: 20 mills por kWh), utilizando gas natural como combustible (para simplificar supondremos que dicho consumo de combustible es constante cualquiera sea el nivel de carga, es decir, la potencia generada, lo cual no es exactamente cierto).

b) La máquina B, con una potencia de 200 MW, opera a un costo de 25 mills por kWh, utilizando también gas natural como combustible (esta máquina está probablemente situada más lejos del yacimiento de gas natural, o tiene un factor nodal de transporte eléctrico más alto, por ello el despacho es más caro que para la máquina A).

c) La máquina C, con una potencia de 100 MW, opera a un costo de 30 mills por kWh, utilizando fuel oil como combustible (esta máquina está probablemente situada en un punto que no tiene acceso a gasoducto alguno, por ello sólo puede generar con un combustible más caro como son los líquidos).

Si la energía demandada en ese momento es igual o menor que 300 MWh (es decir, que con una máquina de 300 MW de potencia alcanza), obviamente será satisfecha mediante el uso de la máquina A, quedando las máquinas B y C sin producir generación alguna. El costo marginal del sistema, que es el costo marginal correspondiente a la máquina más ineficiente en operación, resulta igual a 20 mills por kWh.

Si por el contrario la energía demandada se encuentra entre 301 y 500 MWh, el costo marginal del sistema será de 25 mills por kWh, ya que toda la demanda de energía en exceso a los 300 MWh debe ser satisfecha mediante la utilización de la máquina B. Esta situación le produce un beneficio a la máquina A, ya que obtiene 5 mills por kWh por encima de su costo de combustible, por el hecho de ser más eficiente que el productor marginal.

Si la demanda excede los 500 MWh, hará falta el concurso de la máquina C, pudiendo existir dos situaciones diferentes:

1) La primera se presenta cuando la demanda no excede los 600 MWh, en cuyo caso el costo marginal del sistema será de 30 mills por kWh, el costo marginal de la máquina más ineficiente en operación. Esto le permite obtener un beneficio por encima del costo de combustible tanto a la máquina A (de 10 mills por kWh) como a la máquina B (de 5 mills por kWh).

2) La segunda es cuando la demanda es superior a los 600 MWh, y el precio de mercado (el que iguala oferta y demanda) podrá ser superior a los 30 mills por kWh, permitiéndole aún a la máquina marginal obtener beneficios por encima de su costo de combustible.

La regulación del transporte

El grado de competencia que se pueda materializar en la actividad del transporte de electricidad es limitado. El carácter unificado de la red y la existencia de importantes economías de escala sugieren que esta actividad posee aún los elementos característicos de un monopolio natural. La competencia que se podría observar a través de la entrada de otros transportistas que puedan construir un nuevo vínculo está justamente condicionada al tamaño de la demanda, a las indivisibilidades en la inversión y a la magnitud de las economías de escala. Es fundamental por lo tanto la existencia de regulación en esta actividad. Los temas claves son: (a) el sistema de remuneraciones a la capacidad existente; (b) los mecanismos de expansión del sistema; (c) el acceso abierto.

La regulación en la etapa de distribución es clave para todo el sistema. La idea principal se basa en el hecho de responsabilizar al concesionario del abastecimiento de la demanda futura. Existen también obligaciones acerca de la calidad del servicio prestado, cuyo no cumplimiento está sujeto a penalidades. La manera de terminar el período de duración de las concesiones es innovadora. Los postulados básicos se pueden resumir en los siguientes puntos:

- a) Concesión de mercado vs. Obligación de suministro.
- b) Tarifas reguladas: Precio Mayorista (estacional) + Valor Agregado de Distribución (VAD).
- c) Penalidades con devolución al usuario en base al Costo de Falla.
- d) Períodos cortos de gestión, renovables bajo licitación competitiva.

Si bien la concesión tiene una duración de 95 años, está dividida en períodos de corta duración: el primer período tiene 15 años y los siguientes 10 años cada uno. Al finalizar estos períodos tanto el concesionario actual como potenciales interesados que cumplan con los requisitos técnicos pueden participar del nuevo proceso licitatorio. Todos los oferentes (incluido el actual concesionario) deben presentar una valuación de la empresa de flujo de fondos descontados, por la cual manifiestan cuál es el valor que le asignan al negocio.

A modo de ejemplo, en la página siguiente se muestra la evolución de distintos parámetros de EDENOR, la distribuidora de mayor cantidad de clientes. (Fuente: *Memoria y Balance*, 1997.)

EDENOR — GUMAs y GUMEs

Un indicador que muestra la evolución del mercado libre, es el crecimiento del número de Grandes Usuarios, y de la energía comercializada en el área de concesión de EDENOR. Se entiende por Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) a quienes tienen una demanda de potencia pico superior a los 1000 kW y un consumo anual de energía de más de 4380 MWh, y por Grandes Usuarios Menores (GUMEs) a quienes tienen una demanda de potencia pico superior a los 100 kW e inferior a 2000 kW. Los GUMAs pasaron de ser 74 en 1995, a ser 109 en 1997. La cantidad de GUMEs creció de 116 a 312 en igual período. La energía comercializada directamente a GUMAs y GUMEs fue del 21.5% en 1997. Los GUMAs y GUMEs utilizan las instalaciones de EDENOR, y están sujetos a su verificación técnica, por la cual EDENOR les cobra un *fee*, pero lo que hacen es un *by-pass* comercial, ya que contratan directamente con los generadores (el concepto de *by-pass* se utiliza en el negocio de gas natural).

EDENOR — Tarifas

El valor en Buenos Aires para las tarifas Residenciales era de \$us 0.140/kWh en 1990 (incluyendo impuestos), y el valor de esas mismas tarifas era en EDENOR (zona del Gran Buenos Aires) de \$us 0.105/kWh en 1997 (incluyendo impuestos).

EDENOR	1993	1994	1995	1996	1997
Clientes (miles)	2,009	2,083	2,078	2,143	2,196
Empleados	4,164	3,764	3,512	3,179	2,890
Empleados/1000 clientes	2.07	1.81	1.69	1.48	1.32
Pérdidas energía (%)	26.14	20.20	16.97	14.37	11.73

EDENOR	1993	1994	1995	1996	1997
Precio Medio de Venta (\$us/KWh)	0.0913	0.0849	0.0777	0.0749	0.0711
Margen Bruto Medio (\$us/KWh)	0.0251	0.0325	0.0329	0.0334	0.0352
Ventas de Energía (Gwh)	8,024	9,087	9,656	10,610	11,515
Resultado Neto (\$us millones)	(73.03)	1.39	46.53	70.73	100.33

Reflexiones finales

Sobre el diagnóstico del sector a comienzos de la década del noventa no existen demasiadas opiniones encontradas. Como fue dicho al inicio, una simple combinación de baja hidráulicidad con la salida de una central nuclear obligó a la implementación de cortes programados, desnudando así la falta de mantenimiento del parque térmico convencional y poniendo en evidencia la inadecuada asignación de los fondos en el sector. Adicionalmente, el carácter público de la propiedad de las firmas del sector facilitó la manipulación de los cuadros tarifarios desde las administraciones gubernamentales, afectando así seriamente la rentabilidad de las empresas. Tampoco existían desacuerdos en cuanto a la necesidad de introducir cambios en el sector. Los pilares del cambio fueron:

- 1) Introducción y promoción de la competencia en todas las actividades donde esto fuera posible.
- 2) Creación de condiciones y reglas de juego transparentes que faciliten la con-

currencia de productores y consumidores, y que genere precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.

- 3) Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función reguladora y fijadora de políticas.
- 4) Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
- 5) Incorporación del sector privado a la industria en condiciones de riesgo.

La necesidad de introducir elementos de competencia en el sector en toda aquella actividad donde esto fuera posible motivó la decisión de la separación vertical de la industria. La actividad de la generación fue el blanco natural para la introducción de las presiones competitivas, y esto se logró principalmente mediante el levantamiento de las barreras a la entrada y la organización de un mercado eléctrico mayorista. A esto se le agrega la separación horizontal de empresas existentes. Si bien el grado de diversificación de la oferta antes de la transformación no era

desdeñable, la privatización de empresas estatales nacionales brindó una oportunidad única (que no fue desaprovechada) para la mayor diversificación a través de la creación de unidades de negocio separadas. La privatización de empresas tuvo incidencias que facilitaron la introducción de cambios en el sector, además de la promoción de la competencia en generación. Algunos de estos cambios fueron:

a) *Estructuras laborales.* A través de la transferencia de empresas al sector privado se lograron modificaciones en las estructuras laborales que llevaron a la eliminación compensada de personal redundante (situación frecuentemente observada en empresas públicas), con las consiguientes mejoras en la productividad del factor trabajo;

b) *Medio ambiente.* Las cláusulas nuevas y existentes referidas al medio ambiente (en especial control de emisiones) tienen mayor acogida y factibilidad de acatamiento en las nuevas empresas privatiza-

das que en las ex-empresas públicas del sector (otro efecto colateral del traspaso de firmas a manos privadas);

c) *Mercados a término.* Con la inclusión de contratos de suministro en algunas de las nuevas unidades de negocio, y a través de las privatizaciones, se aprovechó la oportunidad para fomentar la creación de los mercados a término, elemento importante en la organización del MEM;

d) *Finalidades extrasectoriales.* Si bien como objetivo secundario, a través de las privatizaciones eléctricas se logró atraer capitales extranjeros, cancelar deuda gubernamental, y se favoreció el desarrollo del mercado local de capitales a través la cotización en bolsa de acciones de las empresas privatizadas;

e) *Factor riesgo.* Se devolvió el factor riesgo a su poseedor natural: el empresario privado, terminándose con la "socialización" de las pérdidas que penalizaban a toda la sociedad por las malas decisiones de los funcionarios de turno.