

PRIVATIZACION Y DESREGULACION DEL SECTOR ENERGETICO ARGENTINO¹

por Daniel Ximénez Sáez

1. Características Generales del Sector Energético Argentino.

Privatización, desregulación y segmentación.

Creación de Mercados Mixtos: de competencia y regulados.

La reforma se caracterizó por su profundidad, alcance y rapidez (1989-1993).

Situación previa de las empresas públicas: reducción de ingresos, falta de ajuste de las tarifas, mayor carga impositiva, contratos desventajosos con el sector privado. No obstante, Gas del Estado, por ejemplo, tenía una buena situación financiera.

2. Energía Eléctrica.

a) Situación previa.

Función	Empresas	Porcentaje
Generación y transporte	4 empresas nacionales y dos entes binacionales	84% generación 100% transporte alta tensión
Distribución	2 de las empresas nacionales	55 %
	21 empresas provinciales	34 %
	580 cooperativas	11 %

¹ Este informe fue presentado en el Seminario sobre la Reforma del Sector Energetico en el Mercosur, organizado por el Instituto Cuesta Duarte del PIT-CNT, el 13 de octubre de 1997.

b) Nuevo sistema. (Ley 24065/92)

Actores (deben ser autorizados por la Secretaria de Energía)	Régimen	Regulación
Generadores	régimen de libre competencia	Mercado Eléctrico Mayorista. Dividido en Mercado a Termino (libre) y Mercado Spot (precios sancionados). Coordina CAMMESA.
Transportistas	régimen de monopolio, pactan libremente con el generador. Tarifa de peaje regulada.	Ente Nal. o Prov. Regulador de Elect.
Distribuidores	Precios al consumidor regulados	Idem ant.. Tarifas según Mercado Spot.
Grandes usuarios (Mayores y Menores)	Contratan libremente con el generador, pactan precios.	

El cuadro tarifario se define en el Contrato de Concesión y puede ser ajustado según un sistema preestablecido y controlado por el ENRE.

c) Privatización.

Se vendió la mayor parte de las centrales térmicas e hidroeléctricas en forma independiente

Las líneas de alta tensión se vendieron como una unidad.

Las líneas de menor tensión fueron agrupadas y vendidas en unidades regionales.

La parte de distribución de las 2 empresas nacionales: una paso a control provincial (BsAs) y la otra (SEGBA) se dividió en 3 unidades comerciales y paso al sector privado. Muchas empresas provinciales han sido presionadas a seguir el mismo camino.

Valores de venta: por debajo del real (30 a 40% por debajo).

Compradores: en su mayoría extranjeros (EEUU y Chile).

d) Consecuencias y resultados.

- Aquí también la desintegración se vio compensada por la coincidencia de nuevos propietarios.

- Evolución de los precios: En relación a Marzo 91 se observó una baja, pero para el sector residencial más pobre hubo un aumento. La tarifa industrial bajó pero sigue siendo alta. Para el futuro se prevé una suba (por aumento del gas natural y venta a Brasil).

- El criterio de fijación de precios favoreció a los productores.
- El desarrollo de la competencia se ha visto limitado por varias causas.
- Incertidumbre en cuanto al desarrollo futuro del sistema.
- Complejidad y volumen de las nuevas normas crea confusión e incertidumbre.

3. Gas Natural.

Cambios en el transporte, comercialización y distribución (producción ver petróleo):

a) Marco regulatorio.

- Transporte y distribución por privados.
- Actores: productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.
- Autoriza nuevas obras y regula: ENARGAS.
- Transportistas y distribuidores son responsables de la seguridad.
- Libre acceso de terceros a los sistemas de transporte y distribución.
- Importación libre y exportación regulada.
- Límites a la integración vertical.
- Precio del gas en el punto de ingreso regulado al principio y luego libre.
- Tarifa regulada en contrato de concesión.
- Tarifas reguladas a los usuarios cautivos.

b) Privatización de Gas del estado.

Se dividió en 2 empresas transportistas y ocho distribuidoras, divididas geográficamente en dos subsistemas: Sur y Norte.

Se pagó por debajo de los valores reales y con poco efectivo, y muchos vales de la deuda y transferencia de pasivos.

Dos mercados:

Mayorista : se pactan las transacciones de compra venta entre productores y distribuidores y/o grandes usuarios y/o comercializadores. Mercado de competencia oligopolizado.

Minorista: transacciones entre distribuidores y usuarios finales. Mercado regulado de monopolios naturales.

Actores	Mercado	Regulación
Productores	Transacciones libres con distribuidores y grandes usuarios.	
Transportistas	Nexo. Solo cobra peaje (no compra ni vende). Tarifa máxima regulada: cargo por m ³ de gas consumido, cargo fijo por factura y un cargo por reserva de capacidad.(*)	Ente Nal. Reg. del Gas (Enargas). 3 tipos de transporte: Firme, Interrumpible, y Servicios de Desplazamiento Intercambio. Obligación de compartir con terceros su capacidad no comprometida.
Gran usuario	Pacta con productor y transportista por separado (puede tener su propia red de transporte).	
Distribuidoras	Entregan el gas comprado en el mercado mayorista a los usuarios finales en el mercado minorista.	Monopolio. Tarifas reguladas= cargo por m ³ de gas consumido, cargo fijo por factura y un cargo por reserva de capacidad.. Ajusta tarifas por cambios en precio productor y transporte. Sistema de estímulo (95).

(*) El sistema de tarifas es revisado quincenalmente, además, de acuerdo al PPI de EEUU, un factor de eficiencia y uno de inversión. (durante los primeros años desde la privatización -1993 a 1997- ambos factores no podían ser más que 0).

c) Consecuencias.

- La desintegración vertical buscada se compensó mediante la coincidencia de propietarios que ahora controlan además la producción y las centrales de electricidad que funcionan a gas.

- Evolución relativa de las tarifas a consumidores finales desde la privatización: aumentaron un 121% las residenciales (mayor aun para los de menores ingresos) y bajaron las industriales. Se sintieron menos por la paridad cambiaria.

Se prevé un aumento en el futuro por la exportación a Chile.

La estructura adoptada desalienta la expansión de los ductos interzonales y el transporte hacia los distribuidores periféricos.

- Distribución de la renta. Favorece la concentración en los productores vinculados a los grandes centros de consumo.

4. Petróleo y sus derivados.

a) Reforma en los eslabones de exploración y explotación:

- conversión de contratos en concesiones y asociaciones,
- privatización de las Áreas Marginales
- privatización de la gestión de las Áreas Centrales
- constitución de Uniones Transitorias de Empresas
- Plan "Argentina" de exploración.

Mercado de oligopolio concentrado (Refinerías : YPF 60%, Shell y Esso 30%, otros 10%), por lo tanto, precios sugeridos de YPF condicionan al resto, a pesar de que no hay casi regulación de precios.

Evolución de los precios relativos -sin impuestos: Fuel oil y gasoil bajaron (20%) entre 1991 y 1996.

Desregulación:

- libre disponibilidad del petróleo
- autorización para exportar e importar
- libre disponibilidad del 70% de las divisas de exportación
- disponibilidad de uso de los ductos y otros medios de transporte de YPF.

b) Reforma de eslabones de refinación, transporte y comercialización.

- venta de destilerías
- venta de oleoductos y otros medios de transporte
- desregulación de precios
- concentración y reducción de impuestos a los combustibles (mas ganancias y menos ingresos para el Estado).

Características de las ventas:

Venta de activos a valores menores a los de reposición asegurando alta tasa de retorno (hasta 30%).

Compradores son ex contratistas que buscan integrar verticalmente sus actividades en el sector.

Disminución de la integración vertical de YPF que ahora exporta crudo e importa elaborados.

c) Privatización de YPF.

Se vendió el 68%, a 6.600 millones (valor real estimado: entre 12000 y 24000). 70 % capitales de EEUU., 15 argentinos, 10 Reino Unido).

d) Principales Consecuencias.

- Exploración. Incertidumbre. Poca exploración. Disminución de la relación producción reservas.

- Producción. Participación mayoritaria de los privados (58,3%) hasta la privatización de la propia YPF. Luego YPF SA tiene el 52%. Mayor producción y exportación.
- Precios. Aumentaron en términos de dólares constantes un 34% para el petróleo y entre un 47 y 92% para los derivados. No lo sintieron tanto los consumidores por efecto de la paridad cambiaria.
- Refinación y comercialización. Mayor participación de Shell y Esso.
- Comercio Exterior. No se incrementaron las exportaciones como se esperaba, y en el futuro esta comprometido ese objetivo por la escasez de reservas.
- Distribución del ingreso. Menor participación del Estado por venta y reducción de impuestos.

5. Conclusiones generales:

- respondió a la necesidad de financiamiento del plan de estabilidad macroeconómica y a necesidades históricas del gran capital trasnacional.
- los fondos obtenidos no compensaron las deudas transferidas ni redujeron la deuda externa.
- afecto la distribución de la renta sin favorecer a los consumidores.
- aumento los precios y las tarifas, pero no se noto por la paridad fija del plan.
- los activos de la empresas publicas fueron vendidos muy por debajo de valor real.
- Los objetivos de introducir la competencia se vieron limitados por la presencia de los mismos grupos en todos las instancias y por la integración de actividades petroleras gasíferas y eléctricas.
- En varios casos se elimino el riesgo y se aseguro alta rentabilidad supuestamente para atraer a los compradores.
- Se dejo a cargo del sector privado las decisiones que afectan el desarrollo futuro del sistema energético.

Consecuencias laborales de la privatización y reforma del sector energético.

Fragmentación y reducción del personal.

“Retiros Voluntarios” financiados por organismos externos, Jubilaciones anticipadas y Microemprendimientos.

Tercerización y precarización.

Intensificación del trabajo.

Nuevas tecnologías informatizadas.

Cambio cultural, disciplinamiento y reemplazo de personal.

Participación (como socio empresario) y colaboración (complicidad) del Sindicato.