

LEYES

La Privatización de Gas del Estado: Un verdadero desafío organizacional

Para complementar el tema de la privatización de YPF, desarrollado por Luis Rey, un especialista en leyes —el Dr. Santiago Martinucci Yriart— analiza minuciosamente el marco legal que acompañó a esta transformación de envergadura.

Esta es una primera entrega de la Ley 24.076; en el siguiente número se completará el análisis.



Santiago Martinucci Yriart
Abogado y Economista.
Con profunda experiencia
en la industria petrolera.
Actuó profesionalmente
en Argentina, Holanda,
Gran Bretaña, Francia
y los Estados Unidos

LA LEY 24.076, DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y SUS ANTECEDENTES COMPARADOS

La privatización de Gas del Estado, conforme a los lineamientos de la Ley 23.696 "Reforma del Estado", implicó un verdadero desafío organizacional. El mismo fue recogido en la legislación regulatoria por la Ley 24.076 de 1992, reglamentada específicamente por Decreto 1738/92 normativo de la actividad de transporte y distribución de gas natural como servicio público. El Decreto 1189/92 del 10.07.92 dispuso la privatización total de Gas del Estado S.E., definiendo las unidades de negocio en que se dividieron los bienes de dicha sociedad conforme a los artículos 76 y 77 de la Ley 24.076 (Marco Regulatorio del Gas), sirviendo de reglamentación del Capítulo II de la Ley, o sea el esquema de privatizaciones de Gas del Estado. Estas extensas leyes y decretos reglamentarios —98 artículos en la ley básica solamente— fueron motivo de largas negocia-

ciones y debates en el Parlamento y contaron con el asesoramiento de prestigiosos consultores internacionales, con apoyo financiero del Banco Mundial y participación de los diversos sectores interesados en el transporte y distribución de gas natural. La privatización de los servicios públicos de gas sigue un sistema muy similar a la reciente Ley Nacional de Electricidad 24.065, que modificó la previa Ley Nacional de Electricidad 15.336 de 1960, dictada durante la presidencia del Dr. Frondizi y que marcó un progreso en su tiempo (ver *La Nación*, 23.02.92).

Sistema similar al norteamericano

Se ha seguido un sistema muy similar, en el gas, al sistema norteamericano de desagregación de paquetes de prestación de servicios, el llamado *unbundling*, frente al sistema tradicional de un solo paquete de prestación de transporte y comercialización, *one stop*, tradicionalmente provisto por los gasoductos interestatales en los EE.UU. Se pensó que, en lugar de seguir un sistema de privatización de una entidad prestataria de un servicio público en forma vertical, el clásico modelo europeo, ir a un fraccionamiento hori-

zontal permitiría aprovechar una especie de desencadenamiento de fuerzas produciendo el ingreso masivo de capitales privados y creando un efecto de sinergia entre los distintos segmentos que componen lo que el Art. 9 de la Ley llama los sujetos activos de la industria del gas natural, verbigracia, los productores, captadores, procesadores, transportistas, almacenadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que contratan directamente con el productor de gas natural. Era la misma idea rectora de la privatización del servicio público de electricidad en que el transporte por línea de alta tensión y la distribución son considerados como servicio público, así como la generación cuando fuere destinada a abastecer un servicio público (Art. 1, Ley 24.065). En ese caso la privatización ha sido menos compleja, al no existir un prestatario único, como en el caso de Gas del Estado.

La Argentina ha sido, desde principios de la década del 60, cuando empieza el desarrollo significativo de la industria del gas con el segundo gran gasoducto troncal (Campo Durán-Buenos Aires), uno de los países con la tasa de desarrollo más alta del mundo, del 5 al 6% anual y con una participación en su segmento de un 40% en el suministro total nacional de energía, porcentaje éste que la coloca en el tercer lugar después de Rusia y Holanda en lo que se refiere a participación sectorial del gas en la matriz energética.

Frente al intenso movimiento mundial de privatizaciones, incrementado aun más por agregarse los países de Europa del Este, iba a ser más fácil privatizar una gran sociedad estatal fraccionándola en forma horizontal que encontrar los grandes bloques financieros de compradores en una privatización vertical, dentro de un contexto de competencia vendedora mundial. Lo sucedido en la privatización, que arrojó un saldo de US\$1.800 MM y compromisos de inversión superiores a los US\$4 billones, hasta el año 2000, justifica lo acertado del procedimiento utilizado.

Los sujetos de esta ley son los relacionados con el transporte, comercialización, almacenamiento y los consumidores que contratan en forma directa con los productores,

ya que la producción, captación y tratamiento del gas natural seguirá siendo regida por la Ley de Hidrocarburos 17.319. La propia ley se autocalifica como Ley Básica de Orden Público, disponiendo en su Art. 92 que sus disposiciones prevalecerán sobre otras leyes en caso de conflictos normativos, y su Art. 96 dispone que la Ley Nacional de Hidrocarburos solamente será elemento supletorio de interpretación cuando haya una referencia expresa a sus normas.

EL ART. 2 DE LA LEY BASICA 24.076

En él están establecidos los objetivos de política general, los que serán regulados y contratados por el Ente Nacional Regulador del Gas que se crea en su Art. 50 (cabe notar que estos objetivos tienen un correlato y son de redacción prácticamente idéntica con la Ley Nacional 24.065, reglamentaria de los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad).

Estos objetivos de política general son primordialmente: (1) la protección de los derechos de los consumidores, (2) la promoción de competitividad en los mercados de oferta y demanda, alentando inversiones para asegurar el suministro de gas a largo plazo, (3) promover una mejor operación, confiabilidad, tratamiento igualitario y no discriminación entre los usuarios, así como el libre acceso a los mismos, (4) vigilar que las tarifas de los servicios sean justas y razonables e incentivar el uso racional del gas y la protección adecuada del medio ambiente. El agregado del inciso g) en el citado Art. 2 establece que deberá propenderse a que el precio del suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países similares al nuestro.

Considero que es muy significativo y debe-

**Se ha seguido
un sistema similar,
al sistema norteamericano
de desagregación de paquetes
de prestación de servicios
frente al sistema tradicional
de un solo paquete
de prestación de transporte
y comercialización**

ría cubrir también las necesidades de la industria petroquímica. Cabe aclarar que la privatización de Gas del Estado conlleva al decaimiento del derecho preferencial de compra a los productores de gas establecido por la Ley 17.319 de Hidrocarburos en su Art. 6, párrafo 5. Hace unos años, en un dictamen profesional para la Secretaría de Energía, opinamos que dicho derecho prioritario de compra debería restringirse al gas metano y no a los gases susceptibles de utilización petroquímica, como el etano, el butano, etc., siguiendo así el sistema británico en el que el monopolio de compra (*monopsony*) a los productores, a favor del Gas Council, antecesor de British Gas Corporation, y por supuesto antes de su privatización, era solamente en lo relativo al metano (ver K. W. Dam, *Oil Resources - University of Chicago Press* 1976 - pág. 74, y un artículo de Peter Rodgers en el *Sunday Times* de Londres del 19/10/80). Esto se originó en el deseo de los productores de escapar a los bajos precios del Gas Council a fines de la década del sesenta.

EL MARCO REGULATORIO EN EL CAPITULO III, ART. 3

Consecuentemente con lo antedicho, éste permite la importación de gas sin autorización previa; y, asimismo, previa autorización, la exportación, siempre que no se afecte el mercado interno. La autorización es facultad del Poder Ejecutivo.

El Ente que debe monitorear ambos tipos de operaciones no depende de la Secretaría de Energía, que sólo actuó como Autoridad de Aplicación de esta Ley (manteniendo, por supuesto, sus funciones de la Ley 17.319) hasta que se constituyó el E.N.R.G. (Art. 90, Ley 24.076).

Como el articulado de la ley del Marco Regulatorio no menciona específicamente esta facultad de contralor por parte del Ente, figura en el Art. 10 inc. 5 del Decreto reglamentario

1738. Evidentemente, es importante la participación de la Secretaría por sus funciones de seguimiento de la marcha de la producción y nivel de reservas de gas. Más aun por la naturaleza de los contratos habituales de exportación con cláusulas *take or pay* que deberán ser conciliados con los requerimientos no interruptibles del mercado interno (Art. 3, inc. 5, Decreto 1738). Es decir que el contralor deberá ser preventivo; a posteriori el Ente sólo tiene en determinados casos facultades de redistribución de capacidad de ductos (Art. 2 Decreto Reglamentario).

Pero estos casos son evidentemente situaciones de tipo zonal y no cubren posibilidades de faltantes generales graves. Cabe pensar que estos últimos casos nunca se presentan en forma abrupta, de modo que la preocupación que hemos escuchado recientemente sobre cuáles son las facultades del Ente en caso de un faltante agudo son realmente muy hipotéticas, si el contralor preventivo concurrente se ejerce de manera eficaz. Pueden incluso exportarse volúmenes excedentes a los autorizados, pero sujeto a la condición de interruptibilidad en caso de faltantes en el mercado interno, sobre todo en el residencial, que es siempre prioritario.

Con respecto al transporte, la Ley (Art. 2) sigue el sistema estadounidense y canadiense del *open access*. Este lleva como correlato la modalidad para el transportista del carácter de transporte público (*common carrier*). (El antecedente legal argentino algo remoto es el Art. 204 del Código de Comercio sobre la obligación de transporte indiscriminado de las empresas ferroviarias.)

La condición de *common carrier* responde a los siguientes principios:

- a) Que el transportista no puede negarse a servir.
- b) Que debe prestar servicio a las tarifas establecidas.
- c) Que debe servir a todos del mismo modo.
- d) Que es responsable por la entrega.
- e) Que debe servir sobre la base *first come first served* (que los primeros en llegar son los primeros servidos).

Estas disposiciones están satisfechas en el Título VII, Arts. 25-32 de la Ley. El prece-



dente más antiguo en materia de condición de *common carrier*, en materia de transporte de hidrocarburos por ductos, lo constituyen los Arts. 405 y 406 del Código de Minería (Ley 12.161 de 1935 incorporada al Código de Minería) y el Art. 43 de la Ley 17.319. Igualmente, con respecto a hidrocarburos líquidos, el Decreto 44/91 Art. 9.

Es fundamental dentro del sistema que la obligación de transporte y/o distribución indiscriminada exista siempre que haya capacidad disponible no contratada (Art. 26 Ley Marco). Con muy buen criterio, el Art. 38 del Decreto Reglamentario faculta al Ente Regular para controlar la capacidad libre mediante el suministro de copia de los contratos de transporte, evitando de ese modo la posibilidad de maniobras monopólicas disimulando los niveles de capacidad libre. En los EE.UU. la Federal Energy Regulatory Commission exige a los transportistas interestaduais la publicación de su capacidad libre, por medio de boletines electrónicos de situación y estimulando la creación de un mercado secundario de capacidad libre que ha dado origen a una nueva actividad de *capacity brokers*, corredores especializados.

En los EE.UU. el programa de *open access* nace en 1985 por una disposición de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), la Order No. 436 que según una especialista, la Dra. Sheila Hollis (*International Energy Law*, London, Septiembre 1991, pág. 25 ed. Petroleum Economist), es la "Carta Magna" del actual sistema de transporte de gas. Hasta la promulgación del sistema de *open access* por la reglamentación de 1985, el FERC, como organismo de contralor de gasoductos interestatales, entendía que el transporte que proveían los gasoductos, junto con la comercialización en un solo paquete (*bundled city gate services*), creaba una especie de cuello de botella que inhibía la plena realización de un mercado desregulado y abierto, desde la producción en boca de pozo. El cuello de botella tuvo su origen en los compromisos a largo plazo tomados por los gasoductos en con-



tratos *take or pay*, que hicieron muy rígida su política de precios hacia los distribuidores (Local Distribution Companies LDC) en momentos en que la desregulación de los precios de producción en boca de pozo dispuesta por la Natural Gas Policy Act de 1978 creó un sistema de precios *spot* en baja. A partir de esos años, junto con la caída de los precios del crudo, la desregulación de la producción del gas trajo un excedente de gas por una mayor producción, el llamado *gas bubble*.

Con motivo de la Order 436 y su complementación más reciente, la Order 636 de mayo de 1992, rige una prohibición de prestar *merchant services* para los gasoductos americanos, que deberán reestructurar sus contratos gradualmente en un plazo de dos años.(1) Esta última Order 636 impone además el sistema tarifario SFV que consiste en un doble elemento: (a) un cargo fijo por reserva y (b) uno variable en función del fluido transportado. Se estima que este sistema protegerá a los transportistas al permitirles cubrir los costos fijos incluyendo un retorno sobre el capital.(2)

NOTAS:

(1) *Oil & Gas Journal*, mayo 18 de 1992.

(2) Informe Jurídico del estudio Skadden, Arps, Meagher & Fom. Pág. 15 (Inédito).