

"Mercado de BTU" en la República Argentina

El aporte del Gas Natural

Por Roberto D. Brandt, ECOENERGIA Consultores

Luego de medio siglo de desarrollo sostenido, la industria gasífera argentina exhibe un alto grado de madurez y una creciente proyección regional hacia los países vecinos del Cono Sur. Durante la década del '90, su signo distintivo ha sido la interdependencia con la actividad eléctrica en un virtual "mercado de BTU"⁽¹⁾.

El presente artículo intenta analizar el aporte del gas natural a dicho "mercado de BTU", identificando simultáneamente los principales condicionantes derivados de la interacción a la vez complementaria y competitiva del gas natural y la energía eléctrica.

Roberto D. Brandt es Licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires (Argentina) y Master en Economía de la Energía de la Universidad de Grenoble (Francia). Entre 1979 y 1988 se desempeñó como funcionario del área comercial de YPF, y asesor de la Secretaría de Energía. Desde 1988 preside ECOENERGIA Consultores. Es Secretario General del Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (World Energy Council), y ha sido designado Director de Programa Técnico del 18° Congreso Mundial de la Energía, a desarrollarse en Buenos Aires, del 21 al 25 de octubre del año 2001.



Caracterización del Mercado Gasífero Argentino

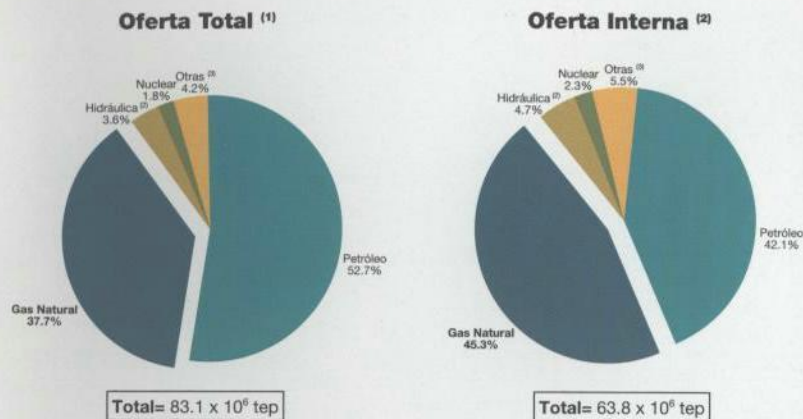
Indicadores principales

El Gráfico 1 muestra la composición de la oferta primaria de energía por fuente⁽²⁾ en la República Argentina, para el año 1997.

La participación del gas natural en la oferta total e interna de energía difiere en forma significativa, debido a la fuerte incidencia de las exportaciones petroleras. En efecto, en 1997 el petróleo constituyó la "primera fuente energética en sentido estricto" -con una contribución del 52,7% de la oferta total, frente al 37,7% del gas-, mientras que el gas era la "primera fuente energética para el mercado interno" -con un aporte del 45,3%, frente a 42,1% del petróleo-.

Dicho nivel de penetración situó a la industria gasífera argentina en el tercer

Gráfico 1 República Argentina: Oferta de energía primaria por fuente Año 1997

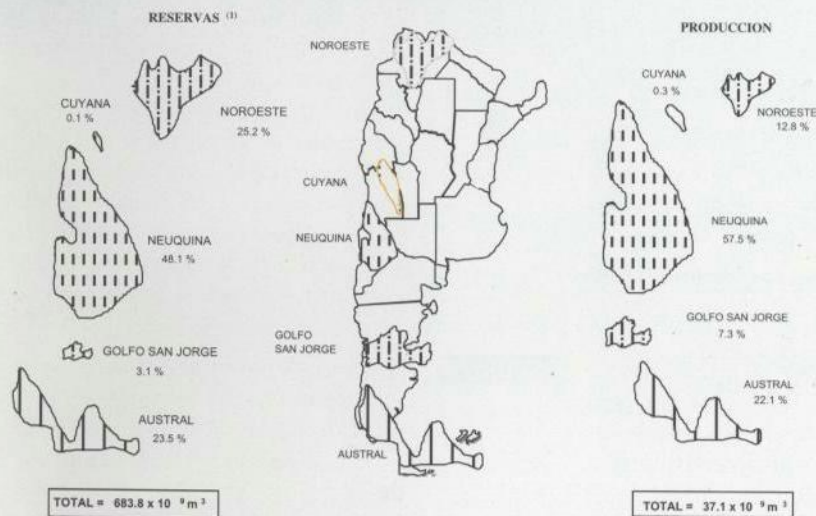


Referencias:

- (1) Oferta total = Producción + Importación +/- variación de stocks.
- (2) Oferta interna = Oferta total - (exportación + no aprovechado + pérdidas).
- (3) Computada a "equivalente consumo" (860 kcal/kWh).
- (4) Incluye carbón mineral, leña, bagazo y otras fuentes primarias.

Fuente: ECOENERGIA, sobre la base de estimaciones propias e información de la Secretaría de Energía.

Gráfico 2 República Argentina: Reservas comprobadas y producción bruta de gas natural por cuenca - Año 1997



Referencias: (1) Datos correspondientes al 31/12/97.

Fuente: ECOENERGIA, sobre la base de información de la Secretaría de Energía.

lugar a nivel internacional, detrás de la Comunidad de Estados Independientes⁽³⁾ y los Países Bajos (Holanda) -con contribuciones ligeramente superiores e inferiores al 50%, respectivamente-, superando ampliamente a los Estados Unidos (25%), la Unión Europea (23%) y Japón (12%).

El **Gráfico 2** contiene las reservas comprobadas de gas natural al

31/12/97, y la producción bruta correspondiente a 1997, en las 5 cuencas sedimentarias productivas (sobre un total de 19). En ambos casos se destaca el aporte de la Cuenca Neuquina -con 48,1% de las reservas y 57,5% de la producción- y la fuerte concentración de recursos y extracción en las cuencas Neuquina, Noroeste y Austral -con 96,8% y 92,4%, respectivamen-

te-, consideradas en forma conjunta.

El gas aventado disminuyó en 1997 a niveles cercanos a los internacionales (5,3%, frente a 20% en 1980), si bien ello fue posible en buena medida por el incremento registrado en la reinyección (12% de la producción bruta), inducido por un monitoreo más estricto del aventamiento por parte de la Secretaría de Energía y las provincias productoras.

En consecuencia, las relaciones reservas/producción bruta y neta (de reinyección), al 31/12/97, equivalían a 18,4 y 21,1 años, respectivamente.

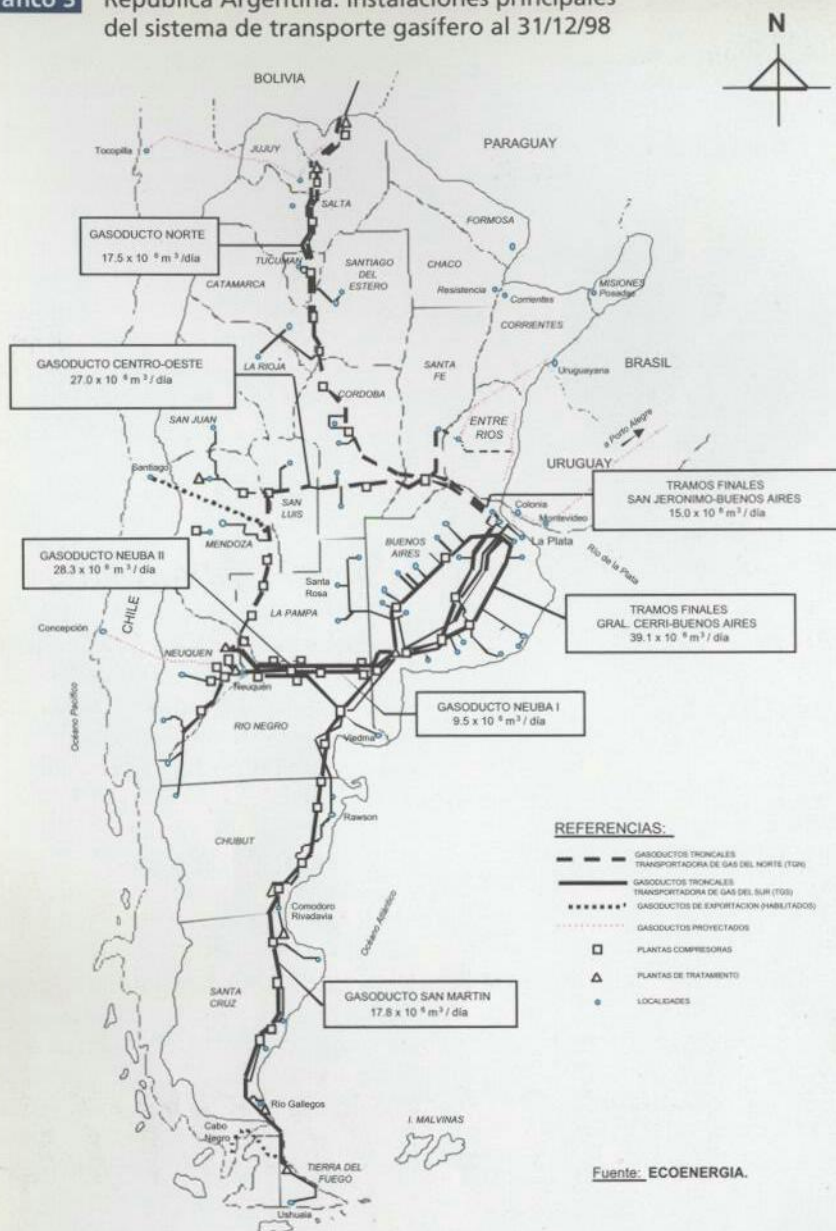
El **Gráfico 3** exhibe el trazado del sistema de gasoductos troncales de la República Argentina, al 31/12/98. La capacidad de transporte conjunta de los 5 conductos operados por las 2 compañías licenciatarias alcanzaba, a dicha fecha, a 100 x 10⁶ m³/día, cubriendo la casi totalidad del territorio nacional (con excepción de 4 provincias del Noroeste, y parte de la Patagonia), a través de una red de aproximadamente 10.000 km de extensión (entre líneas principales y tramos paralelos).

Dicho sistema presenta escasas posibilidades de modulación, debido a la virtual inexistencia de instalaciones de almacenamiento, lo cual ha influido sobre las proporciones de contratación de capacidad de transporte firme e interrumpible. En efecto, la planta de "peak shaving" de Gas Natural BAN (Gral. Rodríguez/Provincia de Buenos Aires) -única instalación en funcionamiento- puede considerarse de "escala piloto"; a su vez, 3 proyectos en estudio por YPF S.A. -Lunlunta Carrizal/Mendoza (con mayor grado de maduración), San Jerónimo/Santa Fe y Las Flores/Buenos Aires (en etapa exploratoria) permanecen en estado de "latencia", debido a su rentabilidad inferior a la de diversos emprendimientos gasíferos alternativos.

Con relación al mercado interno, las ventas totales representaron 26.900 x 10⁶ m³ en 1997, destinadas a 5.400.000 consumidores finales⁽⁴⁾.

En la práctica, existe un mercado "dual", con un segmento "cautivo" (consumidores residenciales, terciarios -comerciales, servicios y organismos oficiales- y pequeñas industrias) y otro "competitivo" (Grandes Usuarios). En los últimos años, el "vector dinámico" ha sido el consumo de centrales eléctricas -dentro del segmento "competitivo"-, que ha compensado el menor

Gráfico 3 República Argentina: Instalaciones principales del sistema de transporte gasífero al 31/12/98



La República Argentina importa gas natural de Bolivia desde 1972. Hasta el 31/3/99 los volúmenes comprometidos alcanzan a 5×10^6 m³/día. Dichos caudales se reducirán a $1,5 \times 10^6$ m³/día entre abril y agosto de 1999, tras lo cual, y siempre que se haya concretado la puesta en marcha del gasoducto Bolivia-Brasil, se estima que la operación quedará sin efecto.

Con respecto a las exportaciones, al 31/12/98 existían solamente dos contratos en operación, en ambos casos orientados a la República de Chile: Methanex, en el extremo austral (Cabo Negro) y Gasandes, en el centro (Santiago y zonas aledañas). Hacia el año 2010, se estima que los volúmenes de gas a exportar a dicho país podrían ascender a $25/30 \times 10^6$ m³/día, de concretarse uno de los gasoductos proyectados en el norte (Norandino o Atacama, competitivos entre sí, con destino a Tocopilla) y otro en la región centro-sur (Pacífico, con destino a Concepción).

El mercado de mayor potencial es, sin embargo, Brasil, y el grado de participación argentina en su abastecimiento dependerá -en gran medida- de la certificación futura de reservas gasíferas en la Cuenca Noroeste.

Al 31/12/98, los proyectos de mayor grado de avance son el Gaúcho y el Cruz del Sur, con tramos iniciales independientes (Uruguiana y Montevideo, respectivamente) y destino final común (Porto Alegre), por lo que no es improbable que se produzca un pro-

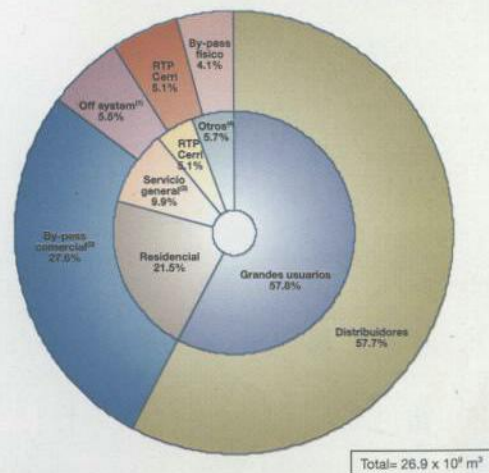
crecimiento de la demanda residencial, terciaria e industrial, y el escaso peso relativo del transporte (Gas Natural Comprimido).

El **Gráfico 4** expone la composición de las ventas de gas al mercado interno, por tipo de servicio y forma de abastecimiento, para 1997. Los Grandes Usuarios (centrales eléctricas e industrias de gran tamaño) abarcaron el 57,8% del consumo total, seguidos por el sector residencial, con 21,5%. El 57,7% del abastecimiento fue atendido en forma integral por 8 compañías distribuidoras, mientras que el resto se alimentó a través de by-pass comercial o físico (27,6% y 4,1%, respectivamente), gas de yacimientos (centrales eléctricas "off system", con 5,5%) y volúmenes retenidos en el Complejo Cerri

(5,1%). Cabe destacar que, si bien se observa una tendencia sostenida hacia la diversificación/flexibilización del abastecimiento, el by-pass físico era aún marginal en 1997.

El segundo "vector dinámico" del sistema gasífero argentino es la exportación. El **Gráfico 5** resume los contratos y proyectos de comercio exterior de gas con diversos países limítrofes, al 31/12/98, con especificación de su denominación comercial y caudales estimados.

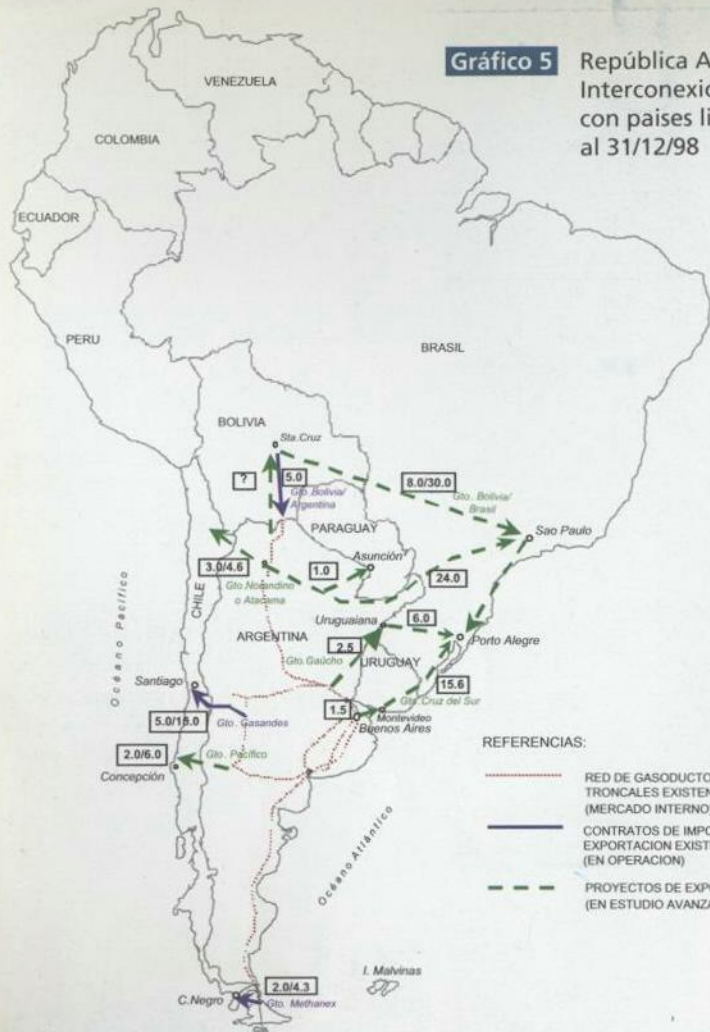
Gráfico 4 República Argentina: Ventas de gas natural al mercado interno, por tipo de servicio y forma de abastecimiento - Año 1997



Referencias:
 (1) Off system: Centrales eléctricas abastecidas directamente desde yacimientos.
 (2) By-pass comercial: Consumidores que adquieren gas por su cuenta, y contratan servicios de transporte y/o distribución.
 (3) Servicio General "Pequeño" (SGP) y "Grande" (SGG).
 (4) Expendedores de Gas Natural Comprimido (GNC), y Subdistribuidores de gas por redes (SDB).

Fuente: ECOENERGIA, sobre la base de información del ENARGAS.

Gráfico 5 República Argentina:
Interconexión Gasífera
con países limítrofes,
al 31/12/98



ceso de “decantación competitiva” (como ocurrió en su momento con los gasoductos Gasandes y Trasandino), en particular si se tiene en cuenta que el conducto de Bolivia prevé el mismo destino final.

El proyecto más ambicioso -si bien con inferior grado de desarrollo- es el del Mercosur, y -por último- no debe descartarse la eventual inyección de gas argentino al gasoducto Bolivia-Brasil.

Hacia el año 2010, de prosperar los esfuerzos exploratorios en curso, los caudales de gas a exportar al Brasil podrían superar los $30/35 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{día}$, con derivaciones intermedias por un total de $3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{día}$ hacia Uruguay y Paraguay.

La eventual inserción argentina en el mercado gasífero del Cono Sur dependerá de la virtual “competencia continental” por el segundo proyecto de abastecimiento masivo al Estado de São Paulo (con demanda potencial comparable a la de la República Argentina en su conjunto), con posterioridad a la habilitación del gasoducto de Bolivia, en abril de 1999.

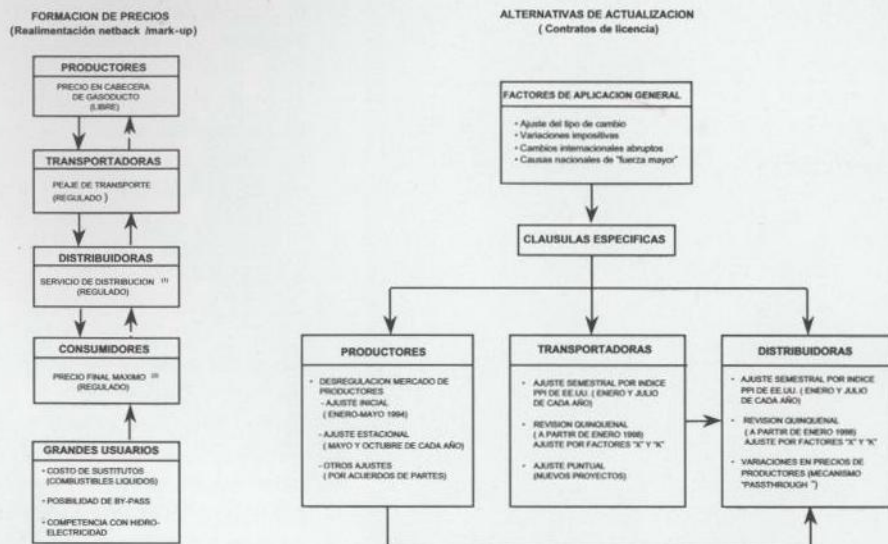
A mediano plazo, los principales



Litoral Gas S.A.

*Una empresa que trabaja
para ser líder en
calidad de servicio al cliente*

Gráfico 6 República Argentina: Mecanismos de formación y actualización de precios del gas natural, al 31/12/98



Referencias:
 (1) Servicios con opción firme e interrumpible. Márgenes variables en función del factor de carga.
 (2) Cargos fijo y variable.

Fuente: ECOENERGIA

ría de complementación argentina y/o peruana), aunque -a fines de 1998- todos requieren de la incorporación de reservas adicionales para participar de la "carrera".

A más largo plazo, y sólo en caso de mediar incrementos (no inferiores al 30%) en los precios del gas en São Paulo, ingresarían en la "competencia" reservas más distantes (Trinidad y Tobago, Venezuela, y el offshore de la Cuenca Austral argentina), a través de "cadenas" de Gas Natural Licuado (GNL).

En cualquier caso, la demanda incremental -principalmente, en los casos de Chile y Brasil- estará mayormente compuesta por grandes usuarios (y, en diversos casos, por centrales eléctricas), lo que ampliará el "mercado de BTU" ya desarrollado en Argentina. Sin embargo, sólo Brasil -por su escala- podrá convertirse, a más largo plazo, en "formador de precios" ("price maker"), mientras

"competidores" serán las cuencas del offshore y/o de Amazonas (Urucú/Juruá), en Brasil, la Cuenca Noroeste de

Argentina, el yacimiento de Camisea, en Perú, y la ampliación de la oferta de Bolivia (que seguramente requeri-

rá de complementación argentina y/o peruana), aunque -a fines de 1998- todos requieren de la incorporación de reservas adicionales para participar de la "carrera".



**NALCO/EXXON
ENERGY CHEMICALS, L.P.**

**Su nuevo recurso para
incrementar su rentabilidad**



Cuadro 1 República Argentina: Modalidades alternativas de contratación de gas natural para grandes usuarios, al 31/12/98

VARIANTE	CONTRATACION PROVISION CON	ENTREGA GAS POR	SEGURIDAD DE SUMINISTRO	PRECIO
CONSUMIDOR FINAL "PASIVO"	Distribuidora Regional	Distribuidora Regional (Venta, Transporte y Distribución)	Alta	Categoría "Gran Usuario"
"ALIANZA ESTRATEGICA" CON DISTRIBUIDORA REGIONAL	Productor / Distribuidora Adyacente (Negociación conjunta con Distribuidora Regional)	Distribuidora Regional (Venta, Transporte y Distribución)	Alta	Favorable
"BY-PASS" COMERCIAL	Productor / Comercializador	Distribuidora Regional (Transporte y Distribución)	Incierta (según Productor)	Favorable / Incierto
"BY-PASS" FISICO	Productor / Comercializador	Productor / Transportadora y/o Distribuidora Adyacente (Venta y Transporte)	Incierta (según Productor)	Favorable / Incierto

Fuente: Ecoenergía

a) ajustes estacionales de los precios a productores (mayo y octubre de cada año), con traslado a las tarifas de distribución por "pass-through";
b) ajustes semestrales de las tarifas máximas de transporte y distribución, en función de la variación del índice de precios industriales de los Estados Unidos (PPI);
c) revisión quinquenal de la estructura tarifaria, a través de la revisión del costo de capital, y la aplicación de factores de inversión (K) y eficiencia (X), por proyecto y/o licenciataria.

El Cuadro 1 resume -en forma simplificada- las modalidades alternativas de contratación de gas, vigentes para los Grandes Usuarios, al 31/12/98. Tras la privatización de Gas del Estado, a fines de 1992, los Grandes Usuarios han

que Chile, Uruguay y Paraguay tenderán a comportarse como "tomadores de precios" ("price takers").

Formación de precios y modalidades de contratación

El Gráfico 6 describe, en forma esquemática, los mecanismos de formación y actualización de precios del gas natural, al 31/12/98.

El marco regulatorio vigente (Ley 24076) establece un régimen tarifario "mark-up", en el cual el precio surgiría de la suma de tres componentes regulados: precio al productor en cabecera de gasoducto, tarifa de transporte y margen de distribución. En la práctica, esto es válido únicamente para los consumidores "cautivos".

En el segmento "competitivo" -en el cual operan los Grandes Usuarios-, se verifica una dinámica que podría denominarse "realimentación netback/mark-up", a través de la cual las condiciones imperantes en el mercado final (costo de combustibles sustitutos -p.ej., fuel oil-, o posibilidad de by-pass) inciden parcialmente en la determinación del precio en cabecera y/o en el otorgamiento de descuentos (en particular, en el servicio de distribución).

Entre las principales alternativas de actualización de precios previstas en los contratos de las empresas licenciatarias, cabe destacar las siguientes:

Cuadro 2 República Argentina: Similitudes y diferencias en la operatoria de los mercados gasífero y eléctrico, al 31/12/98

RUBRO	ASPECTO ESPECIFICO	MERCADO GASIFERO	MERCADO ELECTRICO
MARCO COMPETITIVO	OFERTA/ DEMANDA	- Concentrada en escasos operadores - Competencia restringida, mayormente a nivel regional	- Ampliamente diversificada - Fuerte competencia, a nivel nacional
	MERCADO "DUAL"	- Competitivo, para una cantidad restringida de grandes usuarios (aprox. 650, con demanda superior a 10.000 m³/día) "Cautivo", para pequeños y medianos consumidores atendidos por distribuidoras	- Competitivo, para una cantidad significativa de grandes usuarios (aprox. 16.000, con demanda superior a 100 kW). "Cautivo", para pequeños y medianos consumidores atendidos por distribuidoras
MECANISMOS DE DESPACHO	REGIMEN VIGENTE	- Descentralizado; a cargo de 2 transportadoras "Acceso abierto"	- Centralizado; a cargo de CAMMESA "Acceso abierto"
	ASIGNACION DE CAPACIDAD	Predominio de contratos (Mercado spot, marginal)	Predominio del mercado spot (Contratos a término, marginales)
TARIFICACION	REGIMEN VIGENTE	Tarificación "price cap"	Tarificación a costo marginal
	DIFERENCIACION POR SEGMENTO	- Producción: Precios desregulados - Transporte/Distribución: Precios regulados	- Generación: → Mercado spot: Precios semi-regulados ("Declaraciones" de costos de combustibles, críticas) → Contratos a término: Precios desregulados - Transporte/Distribución: Precios regulados
CONTRATACION	PRODUCCION	- Contratos de mediano plazo - By-pass comercial, creciente - Rol marginal de los comercializadores	- Generación: → Mercado spot: "Competencia diaria" → Contratos a término: Horizonte de mediano plazo
	CAPACIDAD DE TRANSPORTE	- Contratos de largo plazo - By-pass físico, marginal - Rol marginal de comercializadores	Contratación "subordinada" al despacho de generación

Fuente: ECOENERGIA

adoptado diversos tipos de iniciativas con relación al abastecimiento gasífero, tendiendo a privilegiar las políticas de alianzas con las distribuidoras y las prácticas de by-pass comercial.

Similitudes y diferencias con el funcionamiento del mercado eléctrico

El Cuadro 2 contiene un análisis comparativo de los mercados gasífero y eléctrico de la República Argentina -en lo referido al marco competitivo, los mecanismos de despacho, y las modalidades de tarificación y contratación-, al 31/12/98.

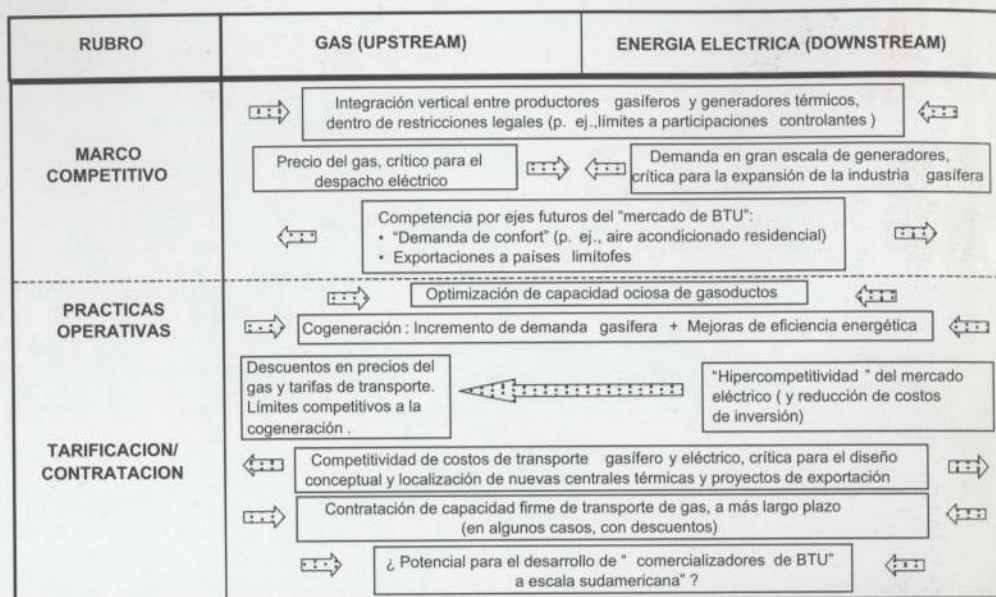
En términos generales, se puede afirmar que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se ha tornado altamente competitivo, en tanto persiste cierto grado de "cartelización" de la oferta en la industria gasífera. A pesar de dicha asimetría, el ambiente competitivo de la actividad eléctrica ha ejercido alguna influencia sobre las prácticas comerciales de los proveedores de gas.

La integración Gas/Energía Eléctrica en un "Mercado de BTU"

A modo de conclusión, el Gráfico 7 esquematiza las tendencias dominantes en el "mercado de BTU" de la República Argentina, a fines de 1998, como consecuencia de la creciente interacción entre gas y energía eléctrica.

Con relación al funcionamiento general de ambos mercados, tienden a prevalecer los elementos que inducen a la complementariedad, tales como la integración vertical entre productores gasíferos y generadores eléctricos (con o sin constitución de sociedades formales), y el carácter crítico del precio del gas para el despacho eléctrico o de las demandas de mayor escala para la expansión de la industria gasífera. No obstante, existe una creciente competencia por la "demanda de con-

Gráfico 7 República Argentina: Tendencias dominantes en la operatoria del "Mercado del BTU", a partir de la integración gas/energía eléctrica, al 31/12/98



Fuente: ECOENERGIA

fort" (p.ej., aire acondicionado residencial) y las exportaciones de energía a países limítrofes ("gas directo" vs. "gas por cable").

Al nivel operativo, la optimización de capacidad ociosa de gasoductos (para el abastecimiento a centrales eléctricas alejadas de los yacimientos), y la cogeneración -con escasos incentivos de corto plazo, debido a la desfavorable relación costos de inversión/precios de energía, pero con un interesante potencial a mediano y largo plazo-, constituyen claros ejemplos de complementariedad.

En materia de tarificación, al margen de los condicionantes que la actividad eléctrica impone a la industria gasífera, prevalece la dinámica competitiva, en particular en la selección de alternativas de transporte de energía.

Por último, en el plano contractual, se observa asimismo una mayor "sinergia", reflejada en la creciente contratación de transporte firme de gas por las centrales eléctricas, en el marco de relaciones comerciales de largo plazo.

Dado que la escala (limitada), la concentración geográfica y el rol dominante de un pequeño número de actores han dejado escaso margen de ac-

ción a los comercializadores de gas y electricidad en el mercado argentino, surge el interrogante de si la ampliación de la escala del intercambio a nivel regional inducirá a la aparición de "comercializadores de BTU", a nivel sudamericano. La respuesta surgirá del propio proceso de integración energética del Cono Sur, en general, y de la evolución del mercado brasileño, en particular.

- (1) BTU = British Thermal Unit. Unidad calorífica británica, que en este caso se utiliza para expresar las necesidades energéticas que atienden en forma conjunta -ya sea por competencia o complementariedad- el gas natural y la energía eléctrica.
- (2) A fin de poder sumar las distintas fuentes de energía en forma homogénea, se convirtió la hidroelectricidad a "equivalente consumo" (860 kcal/kWh).
- (3) Países integrantes de la ex Unión Soviética, a los que se continúa agrupando en forma conjunta en las estadísticas gasíferas internacionales.
- (4) Al 31/12/98, la cantidad de usuarios ascendía a cerca de 5.600.000. Si se computan los clientes de subdistribuidoras, los totales son levemente superiores a lo reflejado por las estadísticas.