

El gas, la electricidad y las empresas

En los últimos años la relación entre el gas y la electricidad ha sido muy estrecha y ha permitido un crecimiento notable marcando un hito destacado en el uso del gas como combustible para generación.

En el marco de la profunda crisis que estamos viviendo, ¿qué posibilidades de desarrollo tienen el gas y la electricidad en el futuro cercano? La redacción de *Petrotecnia* ha preparado un cuestionario que fue enviado a un grupo de empresarios con el fin de dilucidar el futuro escenario sobre el cual se transitará. Respondieron: Oscar Vicente, vicepresidente de Pecom Energía S.A. y presidente de la Asociación Empresaria Argentina (AEA) y de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH); Luis Rey, presidente de Pluspetrol S.A.; Ernesto Badaraco, presidente de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA) y gerente general de Inversora Dock Sud y Vittorio Orsi, presidente de Gasnor S. A.

- 1) La evidencia demuestra que las centrales termoeléctricas que se han instalado en la Argentina marcaron un hito destacado en el uso del gas como combustible para generación. En este sentido, ¿cree Ud. que ese desarrollo fue beneficioso para el país y la industria en general?
- 2) En el marco de la profunda crisis que estamos viviendo, ¿cómo vislumbra Ud. las posibilidades de desarrollo del gas y de la electricidad en el futuro cercano?
- 3) ¿Podemos visualizar un escenario de corto plazo en el cual los consumidores industriales en condiciones de volver a la tarifa plena anterior a la pesificación, solventen parte del quebranto que está soportando la industria?
- 4) Antes de la crisis y en virtud de los bajos precios de energía generada se vaticinaba una parálisis de las inversiones y un eventual desabastecimiento para el año 2004. En este aspecto y ante la evidente caída de la demanda eléctrica ¿se mantendrá el escenario de escasez o desabastecimiento previsto?

Oscar A. Vicente

Vicepresidente de Pecom Energía S.A., presidente de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos (CEPH) y primer presidente de la Asociación Empresaria Argentina (AEA)

1 Absolutamente. La introducción de la tecnología de ciclos combinados le

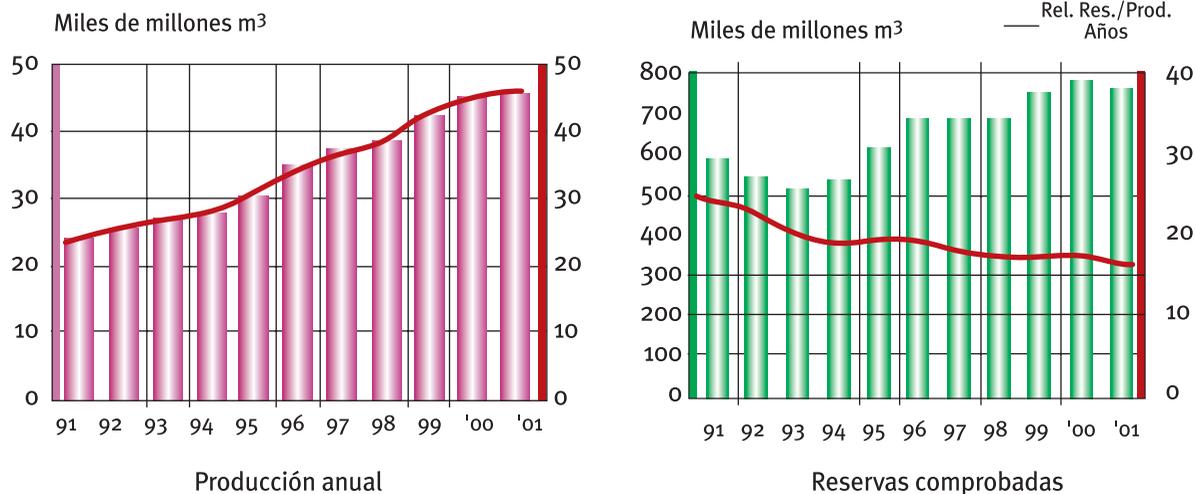
permitió al país lograr una muy importante disminución de los precios mayoristas de energía eléctrica (la Argentina, aun antes de la devaluación, se ubicaba como uno de los países más competitivos en este rubro); una reducción del consumo de gas combustible por



Oscar A. Vicente

unidad eléctrica producida debido a la alta eficiencia de estos equipos; el mejoramiento de los niveles de emisión de CO₂, causantes del efecto invernadero; y la ubicación de la Argentina como el país con el más moderno parque de generación.

Figura 1 • Argentina: Gas natural 1991-2001



Fuente: IAPG y Secretaría de Energía

Por otra parte, las importantes disponibilidades de gas natural en la República Argentina colocaban al país en una inmejorable posición para darles un eficiente aprovechamiento, ya que en 1990 se contabilizaban unos 579,0 mil millones de m³ de reservas comprobadas, con una relación reservas/producción de 25,15 años, valor éste considerado demasiado alto teniendo en cuenta una eficiente aplicación de los recursos invertidos y su consecuente y necesaria monetización (figura 1).

Coincidentemente, el sector eléctrico se encontró con esta generosa oferta de gas a precios muy competitivos y la posibilidad de aplicar la nueva tecnología de generación con grandes equipos de ciclo combinado, que permitió una renovación casi total del parque térmico con un incremento de la capacidad instalada del 69,2% entre 1992 (13.200 MW) y 2001 (22.340 MW), gracias a las inversiones realizadas por las empresas privadas en un mercado libre y desregulado. Veamos la contundencia de los números: del total de la potencia termoeléctrica instalada en la última década, el 75% fueron ciclos combinados, en tanto hoy los ciclos combinados son el 25% de la capacidad instalada total. En este segmento, Pecom Energía fue una de estas empresas pioneras, al destinar más de US\$ 250 millones al montaje de la Central Genelba, con una capacidad instalada de 660 MW.

El crecimiento de esta demanda también actuó sobre el sector productor, ya que, como vemos en la misma figura 1, las reservas de gas natural también crecieron un 30,9% alcanzando los 758,34

mil millones de m³ en 2001, con una producción que pasó de 23,02 mil millones de m³ en 1990 a 45,97 mil millones de m³ en 2001, con lo cual la relación reservas/producción se redujo a un valor más adecuado de 16,5 años.

Estas cifras nos muestran claramente que en el período considerado hubo un significativo crecimiento de la industria del gas y electricidad, lográndose suministros seguros con tarifas competitivas, y mejorándose las instalaciones con la tecnología más moderna y eficiente.

Nunca el país ha vivido una crisis política y económica de la magnitud de la presente, y no será fácil ni pronta la recuperación de todo lo que se ha destruido. Porque al violentarse las instituciones, las leyes y los contratos, se ha quebrantado la confianza que es lo más difícil de restablecer.

Con las señales que hoy tenemos, con precios de gas y de energía eléctricas pesificados, no podemos pensar en nuevas inversiones en exploración o en instalar nuevas centrales de generación.

Las inversiones en generación están paradas, ya que con estos precios los proyectos son inviables. En la Argentina, el sistema del mercado eléctrico había logrado una competitividad tal que permitía operar con una tarifa de 23,0 US\$/MWh, una de las más bajas del mundo. A partir de la devaluación monetaria, hoy los generadores están recibiendo un promedio de 7,1 US\$/MWh, en tanto en el resto de los países del Mercosur, los mismos reciben más de 35,0 US\$/MWh (figura 2).

Por el lado de los yacimientos, la situación es igualmente crítica ya que si no se invierte en los próximos meses en perforar nuevos pozos, la producción de gas natural declinará entre un 15 y un 20% para el próximo invierno. En la figura 3 vemos la misma comparación internacional correspondiente a la actual tarifa residencial del gas natural, que también resulta como mínimo un 43% más baja que en los demás países. En la última de las figuras, hemos comparado

Figura 2 • Precios internacionales de generación eléctrica (US\$/MWh)



Figura 3 • Tarifa residencial de gas: comparativa internacional

Tarifa argentina, con impuestos, U\$S 1 = 3,50

ARGENTINA  0,206	MÉXICO  0,294	EE.UU.  0,307	IRLANDIA  0,318
FRANCIA  0,326	AUSTRIA  0,346	ALEMANIA  0,348	AUSTRALIA  0,349
BÉLGICA  0,357	SUECIA  0,361	CANADÁ  0,366	ITALIA  0,407
ESPAÑA  0,414	SUDÁFRICA  0,487	CHILE  0,504	PORTUGAL  0,635

Fuente: Stone & Weisler Overseas Inc., agosto 2001. Andersen, Eurosil. VAT América y otros

los costos de energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires y en la provincia de Buenos Aires para un consumo de 260 KW bimestrales, así como el del suministro de gas natural residencial de 2,74 m³/día para la Capital Federal, que resultan muy inferiores a diferentes productos de uso cotidiano (figura 4).

A diferencia de otras crisis pasadas, de menor magnitud por cierto, en este caso las instalaciones y los recursos humanos de las empresas están aún intactos, y su preservación será una señal positiva para restaurar la confianza que los inversores exigen como primer paso para la recuperación de la industria. Por ello, es imprescindible una pronta recomposición del nivel de precios, pues de lo contrario se corren serios riesgos de enfrentar inconvenientes, quizás no en un futuro cercano, pero sí de seguro en el mediano plazo.

Resulta impensable que el tremendo deterioro producido por la devaluación monetaria pueda ser absorbido simplemente con un ajuste tarifario. Pero también es cierto que dicho deterioro no podrá ser cargado a las empresas concesionarias, que deben afrontar la pesada carga del financiamiento obligado de sus inversiones en el exterior, el mayor costo de insumos importados y la falta de crédito para operar de manera eficiente.

Ante esta situación, y restringiendo el problema al mercado interno, ya que las exportaciones hacia países limítrofes no están afectadas, considero que la solución al problema en la coyuntura pasa por realizar un esfuerzo conjunto entre todas las partes intervinientes de modo de minimizar los efectos destructivos de la devaluación. Para poder lograrlo, uno de los primeros aspectos a considerar es

el elevado peso que tienen los impuestos en los servicios, una manera de financiar un gasto público insaciable, ineficiente y en gran medida corrupto.

Más que hablar de que ciertas industrias solventen parte de los quebrantos, hablaría de reestablecer la estructura relativa de precios en determinados segmentos. Desde hace un tiempo que vengo sosteniendo que aquellos sectores exportadores, sectores que comercializan bienes transables o sectores que han subido los precios de sus ventas y que en consecuencia se vieron favorecidos por la devaluación pueden enfrentar precios de gas y de electricidad superiores a los actuales. Hoy lo que estamos viviendo es una enorme transferencia de renta compulsiva del sector energético (gas y electricidad) al resto del sector industrial, y eso es insostenible.

Lo que también está claro, es que a los usuarios residenciales de bajos recursos tenemos que protegerlos por un tiempo y ofrecerles los servicios a los niveles actuales hasta que estén en mejores condiciones.

En este sentido, la recomposición tarifaria pasaría por los sectores industriales, comerciales y residenciales de mayores recursos, manteniendo la “pacificación” para los consumidores de menores recursos y marginales. Este “subsidio” debería tener un carácter provisorio hasta tanto se pueda recomponer la situación actual, ya que a largo plazo no resultarían sustentables estos tipos de subsidios cruzados.

Figura 4 • Costos comparativos

Electricidad y gas vs. productos y servicios de consumo cotidiano

 \$ 0,49 ELECTRICIDAD T1R1 (CAPITAL)*	 \$ 0,55 ELECTRICIDAD T1R1 (PROVINCIA)*	 \$ 0,70 GAS (2,74 M ³ /DÍA CAPITAL)*
 \$ 0,90 CIGARRILLOS PAQUETE DE 10	 \$ 0,90 GASEOSA EN LATA	 \$ 1,30 DIARIO (LUNES A SÁBADOS)
 \$ 1,30 CAFE DE MÁQUINA	 \$ 1,40 SUBTE (IDA Y VUELTA)	 \$ 2,00 PAQUETE VELAS (3 HORAS)

* Costo diario considerando un consumo de 260kW bimestrales.

Es cierto. Desde mucho antes de la crisis, y debido a señales distorsivas que impulsaban los precios de energía hacia la baja, las empresas prestadoras del servicio eléctrico vienen planteando inconvenientes en el sector debido a las experiencias recogidas del funcionamiento del Marco Regulador que debían ser corregidas para evitar graves situaciones de falta de calidad en los servicios por desaliento a las inversiones necesarias para mantenerlo en óptimas condiciones de funcionamiento. Se mencionaba entonces que de no producirse cambios de fondo en la instrumentación de la regulación, sin modificar la Ley del Marco Regulador, nos enfrentaríamos a un

eventual desabastecimiento.

Ejemplos claros de estas deficiencias normativas han dado lugar al colapso eléctrico que han padecido recientemente, por causas disparadoras diferentes, el Estado de California en el Oeste de los Estados Unidos de América y el Brasil. Una señal importante a tener en cuenta es que si la puesta en marcha comercial de un ciclo combinado se demora más de 3 años, y sin contar hoy con ningún proyecto en fase inicial, el solo crecimiento de la demanda o un período de baja hidráulicidad nos colocaría en situación de riesgo.

La coyuntural caída de la demanda eléctrica en los primeros meses de este año, que podría alcanzar al 7% en el período, no anula las posibilidades de escasez o desabastecimiento, ya que se pesificaron compulsivamente los ingresos de los generadores y éstos deben enfrentar costos en dólares (aproximadamente el 90% del total), lo que convierte a este sector en un eslabón muy vulnerable ante el escenario de verse en la necesidad de importar algún componente/repuesto crítico de los equipos o cualquier otra situación.

Lo más probable que suceda es que estas compañías no tengan caja (algunas ya han declarado el *default* financiero), viéndose obligadas a no poder continuar con la operación si esta situación no se revierte.

Luis Rey Presidente de Pluspetrol S.A.



Luis Rey

1 El proceso de modernización del parque generador eléctrico que incorporó equipo moderno y eficiente de alta confiabilidad ha permitido, en el curso de una década, gozar en la Argentina de un servicio a precios 40% menores que a principios de la década y con una calidad de servicio mejorada que todo el público ha percibido.

Este proceso de inversión ha beneficiado a la industria, que tiene la posibilidad de comprar, en forma directa, cualquier generador a precios acordados entre las partes. El proceso de precios del mercado GUMA, como lo define la regulación eléctrica, léase consumidor por encima de 1 kW, ha sido muy competitivo con un mercado semestral muy líquido y a precios que, en una década, han bajado a la mitad para este segmento, mientras que en Brasil, por falta de este proceso de inversión, sin discriminar estatal o privada pero inversión al fin, han sufrido un racionamiento de energía y precios muy altos.

2 Las inversiones para el desarrollo y la exploración de gas natural son inversiones a largo plazo que requieren estabilidad económica y jurídica y, sobre to-

do, condiciones contractuales competitivas. Lo mismo sucede con las inversiones en el sector eléctrico. Hoy, en un mundo cada vez más globalizado, los países compiten entre sí para atraer a los inversores. La profunda crisis por la que atraviesa nuestro país sin duda va a afectar el desarrollo del gas y la electricidad. Las posibilidades de desarrollo futuro, tanto del gas natural como del sector eléctrico, dependerá de que se adopten políticas que reinstalen la confianza y la vigencia de precios de gas y electricidad que hagan viables nuevas inversiones.

3 Es claro que el costo de la hora, generada por el parque térmico, es un costo en dólares; estos equipos tienen estrictas normas de mantenimiento con mucho reemplazo de partes desgastadas o que han cumplido su vida útil, por ello, es necesario recomponer el precio a los efectos de que el parque de máquinas pueda pagar sus costos operativos y operar. En cuanto al mecanismo de transferencia de precios o valor del consumidor final residencial, industrial, al distribuidor es necesario que se acuerde un sistema de valor que pueda considerar precios más altos para aquellas industrias que exportan o que han transferido a precio en pesos un significativo aumento promedio del 80%, en el primer semestre de 2002. En cambio, a Doña Rosa, a quien no le han subido el sueldo o la ju-

bilación pero que es un porcentaje pequeño del consumo total, se debe poder considerar un ajuste menor.

4 La industria no está haciendo inversiones en perforación de gas a estos precios que en términos de dólar a 1,10 pesos MCF, con un tipo de cambio de 3,50 peso/dólar, son 30 centavos de dólar el MCF, que es la "décima parte" de lo que vale el gas natural en los mercados desarrollados de Estados Unidos, Canadá, México y Europa. La industria del gas también tiene muchos insumos importados, hoy, más aún que en la década del 80 cuando en el país se fabricaban unos cuantos equipos, el precio de los insumos de la industria no coincide con 30 centavos de precio de producto. En estas condiciones vamos hacia un desabastecimiento en el próximo invierno de 2003, no llegamos al año 2004. El hecho de que haya un menor consumo de gas dedicado al parque térmico, debido a una menor demanda eléctrica, es un tema de tiempos del

problema de desabastecimiento, pero la estructura de toda la industria de la energía no está para operar a estos precios por unidad térmica.

Ernesto Badaraco

Presidente de AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina) y gerente general de Inversora Dock Sud

1 La tecnología utilizada para la reconversión de la generación térmica en la Argentina es hoy un estándar internacional. Pero no lo era cuando en 1994, bajo el impulso de la privatización del sector y de un marco regulatorio que permitía el libre acceso y era fuertemente competitivo, se tomaron las primeras decisio-



Ernesto Badaraco

nes de inversión en grandes ciclos combinados basados en unidades de ciclo abierto de 250 Mw.

La consecuencia económica más destacable de esta transformación ha sido el aumento de productividad del capital: la Argentina invierte ahora en generación sólo 500 US\$ por Kw de incremento de demanda, frente a un promedio de 6000 US\$/Kw registrado en el período 1970-1990.

Otras consecuencias de esta transformación para la Nación y la industria argentina en general han sido también muy positivas: en sólo seis años se completó la sustitución de toda la potencia térmica por equipos de ciclo combinado de última tecnología. Los equipos turbo vapor y turbo gas previamente existentes han sido también reacondicionados y permiten contar con reserva en años secos. La industria de la generación pasó en sólo 8 años desde una situación de desabastecimiento a poder exportar un volumen superior al 20% de la demanda local. El

parque térmico tiene además mayor eficiencia térmica promedio que el existente en ningún otro mercado eléctrico.

Teniendo en cuenta que Europa, Estados Unidos y el resto de las naciones industrializadas tardarán más de 10 años en completar esta reconversión que la Argentina ya realizó, es posible afirmar que, incluso si los precios crecieran hasta los niveles necesarios para asegurar la rentabilidad del sector, todos los clientes y en particular los grandes clientes industriales, seguirán teniendo acceso durante los próximos 10 a 15 años a los menores precios conocidos de energía eléctrica mayorista.

La crisis actual es fundamentalmente política. Si por una sucesión de hechos que hoy resulta difícil imaginar, —pero que estoy convencido de que se concretarán en menor tiempo que el esperado, por la reacción natural que está teniendo lugar en la población y en el empresariado frente a esta situación de decadencia nunca antes vivida en nuestro país—, se logra el marco de estabilidad económica y seguridad jurídica que también hoy como un estándar requiere todo inversor, las industrias del gas y de la energía eléctrica recuperarán en la Argentina altas tasas de crecimiento, simplemente porque las condiciones naturales y el *know-how* desarrollado hacen de nuestro país el mercado más competitivo de la región y el asiento natural para quienes desde Europa y Estados Unidos quieran ingresar a competir en el Cono Sur de América Latina.

Para diseñar una política tarifaria sería, que haga viable cualquier escenario en el Mercado Eléctrico Mayorista argentino, es necesario, incluso en el corto plazo, tener presentes cuatro datos clave:

a) En función de la provincia y el municipio de que se trate, **aproximadamente el 50% de toda factura pagada por un cliente industrial son impuestos** (46,9% en la provincia de Buenos Aires). Este porcentaje surge de sumar los tributos aplicados en toda la cadena de valor agregado de la energía eléctrica, desde la produc-

ción y el transporte de gas, hasta la generación, transporte y distribución de energía eléctrica (no incluye otros costos que técnicamente son también ingresos del Estado, como el costo financiero del IVA sobre inversiones).

b) El precio de la Energía Eléctrica Mayorista está comprendido **entre 30 y 50 US\$/Mwh en todas las naciones de Europa y en todos los Estados de EE.UU.** Este rango de precios rige también en las naciones de América Latina vecinas a la Argentina: Perú, Chile y Brasil tienen precios mayoristas comprendidos entre 35 y 40 US\$/Mwh. **Comparado con esos valores, el precio actual vigente en la Argentina de 7 US\$/Mwh, es entre 4 y 6 veces inferior a los vigentes internacionalmente y por esa razón, no es sostenible ni siquiera en el corto plazo.**

c) **El valor final que pagan los clientes por la energía eléctrica en el mercado minorista es en promedio más de 3 y hasta 6 veces el valor del Mercado Mayorista.** Esta diferencia no existe en ningún otro mercado eléctrico del mundo y sólo en parte es explicado por el aspecto impositivo ya mencionado en el punto a).

También debe tenerse presente que **los precios retenidos por las distribuidoras provinciales no privatizadas en concepto de Valor Agregado de Distribución (VAD) son sumamente elevados y en el caso de las distribuidoras privatizadas, los precios no son fijados por cada una de las compañías distribuidoras, sino que las tarifas fueron establecidas por cada gobierno provincial en el momento de la privatización. Es decir, que las tarifas actuales responden al interés que en cada oportunidad tuvo el gobierno nacional o el provincial en obtener un determinado ingreso de caja por la venta de cada compañía distribuidora.** Y el precio pagado por todo inversor es siempre proporcional al valor presente de los ingresos que a través del cuadro tarifario incluido en los pliegos de privatización, ofrece el Estado a los compradores al poner en

venta las compañías.

Un estándar que podría tomarse para analizar si el precio fijado en cada oportunidad por el gobierno fue o no correcto, es comprobar **si el precio pagado por los inversores fue superior o inferior al valor de reposición neto de amortizaciones de la estructura de distribución necesaria para atender esa potencia y esos clientes. En los casos en que el valor haya sido superior, como es el caso de la mayor parte de las privatizaciones de la Argentina, no cabe duda de que el gobierno respectivo recaudó por anticipado la diferencia, la cual se convierte en una mayor tarifa, la que será facturada a los clientes a lo largo de toda la vida útil de la concesión.**

Este concepto debe tenerse presente porque cuando se habla de tarifas, no sólo es posible afirmar que el 50% de lo que paga un cliente son impuestos, sino que podría afirmarse que inclusive en el valor cobrado por la compañía están presentes estos otros **“impuestos cobrados por anticipado”** al fijar con fines recaudatorios tarifas más elevadas que lo necesario en el momento de la privatización.

d) Un último dato a tener presente es que en el momento de la venta de las compañías y probablemente con el objeto de asegurar que los clientes no rechazaran el proceso de privatización, se habría procurado que los clientes residenciales fueran parcialmente subsidiados por las elevadas tarifas que se aplicaron a los clientes comerciales e industriales. Este aspecto fue sólo parcialmente resuelto en el caso de las distribuidoras del Gran Buenos Aires, entre 1992 y 1995, pero se estaría volviendo a la tendencia regulatoria de fijar tarifas políticas para los residenciales y cargar esos costos a la industria y el comercio. Sería posible afirmar que, si se revisara la estructura de costos de la totalidad de las distribuidoras, se encontraría que subsisten aún subsidios cruzados a favor de los residenciales.

Con estos cuatro elementos vamos a entonces a la pregunta que usted formulaba: el mercado eléctrico argen-

tino debe sincerar rápidamente sus precios y la única forma de que esto ocurra sin afectar excesivamente a todos los clientes, es que el Estado reduzca los impuestos. Y mucho más deben reducirlos en aquellas provincias donde el Valor Agregado de Distribución es muy superior a los estándares internacionales, los que a su vez están relacionados con el valor de reposición neto de amortizaciones de un determinado conjunto de equipos y redes. **Y si por razones sociales se desea que ciertos grupos de la población con menores ingresos no sufran incrementos en las tarifas, lo primero que debe hacer el Estado es eliminar para esos clientes el total de los impuestos que hoy están pagando. Esto permitiría a las empresas que integran toda la cadena de valor agregado del sector eléctrico elevar hasta 100% las tarifas residenciales sin incrementar las facturas a esos clientes. Pero esta recomendación no debería generalizarse, sino hacerse sólo para clientes que firmen una declaración**

jurada de ingresos familiares inferiores a, por ejemplo, \$400 por mes.

Y debe recordarse al Estado que si la Argentina quiere crecer, deberá hacerlo facilitándole a la industria nacional las posibilidades de contar con los precios de la energía eléctrica fuertemente competitivos. El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica está en condiciones de ofrecer esa competitividad no sólo hoy sino también a muy largo plazo. Por eso cabe insistir y reiterar una vez más, que en el precio que pagan los clientes bastante más del 50% corresponde al paquete de impuestos, ya sea como cobrados actualmente o impuestos cobrados por anticipado, como consecuencia de las elevadas tarifas inicialmente fijadas por el Estado. **Y es por esa razón que es el Estado argentino y los Estados provinciales –y no la industria eléctrica– quienes deben realizar fuertes esfuerzos para reducir esa carga sobre los consumidores industriales, que encuentran que cuando su producción está destinada a la exportación contie-**

ne en el concepto de costo de energía eléctrica un volumen de impuestos y subsidios cruzados que no se registra en ningún mercado desarrollado.

4 Las 43 empresas de generación asociadas a AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina) han estado anunciando desde hace más de 5 años, que nuestro Marco Regulatorio –que excepto por un reducido número de errores es un ejemplo a nivel internacional–, conduciría a mediano plazo a la Argentina a una situación de desabastecimiento. Por errores similares se ha visto una crisis sin precedentes en el Estado con mayor ingreso per cápita del mundo, California. Y también por errores formalmente distintos, pero que en el fondo están relacionados con el mismo concepto, es decir, con la inseguridad con respecto a sus ingresos futuros que las regulaciones y el manejo macroeconómico impuesto por el Estado crean a las empresas eléctricas, Brasil ha vivido

una crisis de generación en el año 2001.

Es muy importante percibir que este aspecto es totalmente independiente de lo comentado en los puntos precedentes. La imposibilidad de establecer un mercado a término, debido a algunos errores del Marco Regulatorio de 1992 fue detectada a partir del año 1995. Desde ese momento se mantuvieron conversaciones con sucesivos secretarios de Energía con respecto a cambiar muy pocos aspectos clave de las normas vigentes, tales como permitir el *pass through* de los contratos a largo plazo a los clientes y permitir que el mercado *spot* pudiera reflejar realmente los costos de producción de energía de corto plazo. Las autoridades no han dado respuesta en los últimos años a este aspecto y la situación que se avizoraba en diciembre de 2001 antes de la devaluación y el *default* de la Argentina era ya muy grave a mediano plazo. Lo que ha ocurrido a partir de enero de 2002 sólo contribuye a agravar esta situación si bien aparentemente la caída de la demanda permite mover hacia adelante la eventual fecha de inicio del desabastecimiento. Pero debemos destacar que con todas sus limitaciones y en el absurdo marco de la devaluación y el *default* esta Secretaría ha comenzado a dar unos primeros pasos en la dirección correcta.

Por lo expuesto, reiteramos que existen dos aspectos distintos que deben ser claramente diferenciados por las autoridades y por los clientes:

- 1) Los riesgos de desabastecimiento relacionados con la situación actual, originada por la devaluación y el *default*, los que podrían provenir de fallas por falta de repuestos, de mantenimiento, o fallas tanto en la generación como en el transporte o distribución asociadas al *default* y cese de operación de las compañías.
- 2) El desabastecimiento masivo de la demanda, como consecuencia de escasez de capacidad en un año hidrológicamente seco, podrá ocurrir en el punto en el cual las curvas de oferta y demanda se corten en los próximos 2, 3 ó 4 años en función de la evolución que tenga la economía la Argentina –y en consecuencia el consumo de energía eléctrica– en forma conjunta con una hidrología seca ex-

tema, aspecto que por supuesto es de carácter aleatorio, pero en el cual debe tenerse presente que los ciclos hidrológicos habitualmente no tienen más de 5 años de duración.

Vittorio Orsi Presidente de Gasnor

1 Considero que una respuesta, la más aproximada y actualizada que abarque “sustantivamente” las cuatro preguntas, está contenida en mi presentación en la Conferencia del WEC en Salta (ver re-

cuadro). Estimo que el “desarrollo” del uso del gas fue beneficioso para el país y la industria en general. Será más evidente todavía y más en este momento y en el próximo futuro. Hemos recuperado nuestra capacidad competitiva venciendo el peso de la “moneda obesa”.

A pesar de la crisis encuentro que la mayor utilización y penetración del gas va a constituir un elemento decisivo para la reactivación que tímidamente se va a evidenciar a menos que la hiperin-



Vittorio Orsi

La energía como vector de integración regional

Síntesis con flashes provocativos de la Conferencia de Vittorio Orsi en la reunión organizada por el Comité Argentino del World Energy Council (WEC) que se realizó en Salta el 10 de mayo pasado.

1) Éste es el tiempo del gas:

- para generar electricidad, para producir “directamente” calor y frío reduciendo los picos de la potencia eléctrica demandada;
- para el transporte liviano y de carga;
- Gas en todas las formas: Gas, GNC, GNL, GLP.

EL GNL, producido en grandes trenes (inversiones de billones de dólares), y en muchas estaciones diseminadas (inversión de 300.000/500.000 dólares por cada estación con “tecnologías en competición”: americana y rusa).

En el transporte nos espera un tremendo salto: una flota a disposición en el país de más de 20 millones de “coches equivalentes”. Hasta ahora hemos “gasificado” solamente 750.000 coches con un consumo de 1,8 millones de tep de gas: una larga carrera hasta un consumo de 18-20 millones de tep.

El gas, hoy, no es un commodity.

2) El gran diseño

El eje Norte-Sur, Venezuela, Colombia, Perú, Bolivia, Chile.

Los dos ejes Oeste-Este: Santa Cruz, San Pablo (existente) y Tocopilla; Salta; Asunción; Curitíba (a construir).

3) Los proyectos de Bolivia y de Perú (cómo hacer dinero con el gas que está bajo tierra):

Proyectos distintos en espacio y en el tiempo.

Las grandes reservas de Bolivia (1400 millones de tep) quizás demorarán el proyecto de Camisea, aun cuando se afirme que marcharán en paralelo.

La discusión de las vías al mar para las grandes plantas de GNL y la discusión de los potenciales clientes en el Norte.

4) La economía del GNL

Liquefacción + regasificación + transporte: $1 + 0,4 + 0,2 \times n$ (tantos 1000 km) = 2,4 dólares/MMBTU (a 5000 km) + el precio del gas \rightarrow 3,4 dólares/MMBTU, (con gas a 1 dólar/MMBTU). Estos valores contra 6 dólares/MMBTU del gasoil (al cual debemos agregar el valor del transporte).

Esperamos obtener valores similares de precio en las estaciones pequeñas diseminadas de GNL.

5) La economía del gas y electricidad en la región (ahora)

En la Argentina el gas a 0,4 - 0,5 dólares/MMBTU:

- en Brasil y Chile el precio es seis veces más alto,
- en Venezuela del mismo orden que en la Argentina. Hasta el doble dependiendo de la zona (0,5/1 dólar/MMBTU).

Las tarifas domiciliarias del gas y la industria y en el comercio:

- en Brasil de 7 a 10 veces superiores a las argentinas,
- en Chile de 4/5 veces las argentinas,
- en Venezuela de 1 a 2 veces las argentinas.

Las tarifas eléctricas:

- generación en la Argentina: 8-10 mills/Kwh,
- en Brasil 4-5 veces las argentinas,
- en Venezuela igual o el doble que las argentinas,
- antes de la devaluación las tarifas argentinas eran sumamente competitivas. Hoy son "dramáticamente bajas y no remunerativas": un largo sendero para recuperar.

6) ¿Qué hacer en este momento de emergencia?

El único elemento de flexibilidad para evitar saltos tarifarios imposibles, es la "transitoria aceptación" de la reducción del retorno a la inversión (capital más deuda).

Diferentes las posiciones de las diversas concesionarias.

Casos con altos valores del "leverage" y endeudamiento con bancos del exterior.

Hoy parece necesario mantener el precio del gas en la emergencia de $0,4 \pm 0,5$ dólares/MMBTU (el actual horizonte de reservas es 16 años).

Nuestra sugerencia "pass through y pari passu".

Gas a $0,4 \rightarrow 0,5 \rightarrow 0,6$ dólares/MMBTU creciendo gradualmente en el tiempo de la emergencia ($\rightarrow 2003?$): toda la cadena gas-transporte-distribución en una idéntica marcha sincrónica.

En la energía eléctrica con un costo de gas de 0,4 dólares/MMBTU en boca de pozo, el costo variable en la central es de 3-4 mills por Kwh. Quedan de 4 a 6 mills/Kwh para operación de mantenimiento y retorno de la inversión (un total de 10 miles /Kwh).

Actualmente el valor de referencia del costo del dinero en EE.UU. es 1,75% anual.

7) Las regiones y los países limítrofes. La economía a la periferia "no" pasando por Buenos Aires

1. El NOA, más Bolivia más Chile.
 - 2-3-4. De Norte a Sur a lo largo de los confines chileno: Mendoza, Concepción, Punta Arenas.
 5. Buenos Aires - Montevideo.
 6. Entre Ríos - Paysandú (Uruguay).
 7. Corrientes más Misiones "vis à vis", el Paraguay y el Brasil.
 8. El gran Chaco, Paraguay.
- Sinergias y complementariedad: energía y producción.

8) Temores y esperanzas:

Bolivia: • precio y dimensión del suministro a Brasil, • dimensión del suministro con la Argentina, • dimensión del suministro a Chile (el reaseguro a la Argentina), • la vía al mar de su GNL (Chile?).

Perú: • la demora de Camisea, • la vía al mar de su GNL.

Chile: • el suministro para su seguridad (desde la Argentina y desde Bolivia (¿?)), • la conexión de sus sistemas: Norte y Centro.

Venezuela: • su integración hacia el Sur en el subcontinente.

Argentina: • un nuevo equilibrio de precios vía una renegociación difícil, • el GNL en Tierra del Fuego (¿?), • Yacyretá e Itaipú (la energía secundaria de Brasil), • Salta como el "hub" de la región: Bolivia + Argentina + Chile + Brasil, • la red de transporte de gas y electricidad (la nueva dimensión regional).

9) El NOA como paradigma: sinergia energética y de producción; inclusión de los marginados: el verde del NOA y la aridez de Chile y de Bolivia.

10) La percepción del momento: un "tiempo pre-renacimiento", rupturas y tumbos; un proceso darwiniano para nacer de nuevo.

- "Tiempo de audaces".
- La estrategia y la apuesta ("alea" –alimentación, logística, energía, ambiente– (el turismo: una estrategia y una apuesta adecuadas a la Argentina y al NOA). Los "buenos vecinos"; la importancia de la geografía (la superación de las violencias de la historia en la geografía).

flación explote con violencia (todo muy volátil y frágil).

La regionalización de la energía, especialmente después de la explosión de las reservas de Bolivia, hará del gas la base de la matriz energética en "todo el subcontinente".

2 Estamos intentando convencer a las autoridades de implementar una "política de incentivos" especialmente para la mayor penetración del gas en el transporte.

3 Veo difícil, en el corto plazo, una contribución de los "consumidores industriales" en el sentido indicado. No todos los consumidores industriales han recibido ventajas sustantivas y equivalentes en función de la variación de la tasa de cambio. Desde un punto de vista práctico es difícil por parte de las concesionarias la implementación de medidas diferenciadas (precio).

4 Al momento, las inversiones "en" todos los integrantes de las cadenas de gas y electricidad (proveedores, transportistas y distribuidores) están paralizadas: se han reducido a lo indispensable para asegurar la continuidad del servicio. Teniendo en cuenta las reservas de gas existentes, las fuertes inversiones de los años pasados y el valor total de la potencia instalada no estimo que haya "desabastecimientos" en los próximos años 2003/2004.