



**EL “CUELLO DE BOTELLA”
ENERGÉTICO***

Documento de Trabajo N° 17

Abril de 2004

* Ver Serie Documentos de Trabajo

Autoridades de Fundación para el Cambio

Presidente	<i>Carlos Melconian</i>
Vicepresidente	<i>Rodolfo Santangelo</i>
Secretario	<i>Claudio Mauro</i>
Tesorera	<i>Verónica Sánchez Quintana</i>
Director Ejecutivo	<i>Edgardo Cenzone</i>

I. Introducción

El sector energético enfrenta una **coyuntura compleja** caracterizada por reglas de juegos obsoletas; diseñadas para un contexto económico diferente del actual y que no fueron actualizadas tras la devaluación; problemas de suministro de gas natural por problemas estructurales; tanto dentro del país como para honrar compromisos bilaterales de exportación; y un salto en la demanda local de gas natural sin precedentes.

Hay dos **fogoneros** del salto de demanda: **i)** uno “artificial” inducido por el **desbalanceo de precios relativos del gas respecto a los combustibles líquidos**; **ii)** otro más “genuino” que es el **crecimiento de la actividad económica**. También aparece un factor vinculado a las condiciones climáticas, que pone tanta presión sobre la demanda como los otros dos: la **baja hidraulicidad**.

La conjunción de una demanda creciente con condiciones climáticas adversas conforma un contexto en el que **la infraestructura energética y el modelo regulatorio que rige desde 1992 colapsó**.

Al igual que en otros sectores de la economía, **hay que definir como se reparten las pérdidas en el stock y diseñar un esquema hacia delante** (flujos), donde **las empresas del sector recuperen rentabilidad** para encarar nuevos procesos de inversión, se equipare en valor de los distintos combustibles para evitar el uso intensivo de alguno de ellos, y **los usuarios paguen una tarifa acorde a la calidad del servicio que reciben** y a los estándares internacionales.

Si lo que el Gobierno busca es evitar incrementos de tarifas, entonces **debe explicitar mecanismos de subsidios** que garanticen la operatividad del sistema de gasoductos y realizar las inversiones necesarias para incrementar su capacidad. Pero **mantener la inacción regulatoria no hará otra cosa más que profundizar la crisis y su impacto sobre la economía**, el cual por ahora viene siendo limitado pero con riesgos de incrementarse en el invierno por falta de capacidad de transporte de los gasoductos.

II. La perspectiva temporal

El problema energético presenta una perspectiva **temporal** que se puede analizar en tres momentos: **a)** el cortísimo plazo (otoño 2004), **b)** el corto plazo (invierno 2004), **c)** el mediano plazo.

a) El cortísimo plazo (otoño 2004)

Desde hace ya unos meses la **Argentina presenta un problema de oferta insuficiente de gas natural**, lo cual obviamente lleva a falta de gas para algún demandante. Esto se puede dar por: **i)** desde el lado de la oferta, porque los niveles caigan o se mantengan iguales a los del año pasado frente a un incremento de la demanda, o **ii)** desde el punto de vista de demanda, se esté dando un salto que excede la capacidad de la oferta disponible.

En 2003 la demanda de gas natural creció 9,7%, comportamiento que la oferta acompañó sin mayores dificultades. En el invierno hubieron faltantes de gas, aunque **más vinculados a problemas de infraestructura en el transporte** para abastecer el pico de demanda estacional que a falta de producción en sí.

Pero en el verano y otoño de 2004, **el crecimiento de la producción de gas no fue suficiente para abastecer el nivel de la demanda y se registran cortes en industrias y centrales térmicas.** Una muestra del salto de demanda es lo que sucedió en el primer bimestre, donde la **demanda de gas natural creció 25,8%** con respecto al mismo período del año anterior.

SALTO EN LA DEMANDA DE GAS NATURAL

Millones de M3

	Total mercado interno		Residencial		Industrial		Usinas		GNC		Resto	
2000	31,238	100%	6,967	22%	9,965	32%	10,899	35%	1,777	6%	1,631	5%
2001	28,787	100%	6,717	23%	9,627	33%	8,898	31%	2,079	7%	1,466	5%
2002	27,990	100%	6,656	24%	9,797	35%	7,784	28%	2,288	8%	1,465	5%
2003	30,828	100%	6,911	22%	10,689	35%	8,751	28%	2,640	9%	1,838	6%
Var. 03	10.1%		3.8%		9.1%		12.4%		15.4%		25.5%	
I bim. 03	3,850	100%	425	11%	1,581	41%	1,290	34%	372	10%	182	5%
I bim. 04	4,844	100%	427	9%	1,917	40%	1,843	38%	465	10%	193	4%
Var. I bim 04	25.8%		0.6%		21.2%		42.8%		25.0%		5.5%	

Fuente: elaboración propia en base a Enargas

Este comportamiento en el verano (para meses de consumo estacionalmente muy bajo) **es una llamado de atención respecto de la demanda de gas natural para el resto del año, que podría llevar el pico estacional del invierno a niveles que excedan ampliamente la capacidad de transporte.** Los 80 millones de m3 por día que se consumieron en el primer bimestre de 2004, son 14% más que el consumo promedio de 1998 y similar al de 2000 y 2003.

En el cortísimo plazo, **el problema es de producción insuficiente para abastecer a una demanda que viene creciendo fuerte** (más artificial que genuinamente), **pero no de restricción de la oferta**. Por definición, la oferta se incrementó en el mismo porcentaje (25,8%) que la demanda satisfecha, pero fue insuficiente para cubrir la totalidad del salto de la demanda.

El principal factor que explica el salto de demanda es la pesificación del valor del gas en boca de pozo, lo que permitió mantener estable el valor de las tarifas a los usuarios finales. Si bien el valor en boca de pozo está desregulado, la pesificación de los contratos, actuó como una medida regulatoria que contribuyó a mantener congeladas las tarifas. **En términos relativos, los combustibles líquidos registraron en los últimos dos años un incremento en el precio del orden del 50% con respecto al gas natural**. Esta corrección de precios afectó principalmente la demanda de industrias, centrales eléctricas y GNC, que representan en conjunto el 70% de la demanda.

La demanda de gas natural se reparte principalmente entre industrias (35%), centrales eléctricas (28%), casas de familias (22%), GNC (9%) y otros componentes menores. En el primer bimestre de 2004, **salvo la demanda de casas de familias, el resto de los componentes mostró incrementos de dos dígitos**: 42,8% para el caso de las centrales térmicas, 21,2% para las industrias y 25% para el GNC.

Por el lado de la oferta, en lo que va del año **sólo dos de las productoras más grandes de gas natural (Pluspetrol y Tecpetrol) registran caída en su producción**, mientras que el resto contribuyó con mayor producción y el total creció **17,8%**. Las tres empresas más grandes de producción de gas (YPF, Total Austral y Pan American Energy), que explican el 65% del total, tanto en 2003 como en lo que va de 2004 muestran incrementos de producción, de 17,4% y 28% respectivamente. Con estos datos, es difícil argumentar que las empresas están limitando su producción o reteniendo el gas en los pozos.

Para repasar, **¿cuáles son los factores que están impulsado el aumento de la demanda?** Aunque el crecimiento de cada uno de los componentes de la demanda tenga más de un factor explicativo, los más significativos son:

1. El bajo precio “artificial” del gas natural respecto a los combustibles líquidos.

Este factor actúa en los tres componentes que están creciendo fuertemente:

- Las **plantas industriales** que pueden optar entre el uso de combustibles líquidos y gas natural, lo están haciendo por este último debido al diferencial de precios. Aun reconociendo un mayor precio al productor de gas, el diferencial de precios respecto al de los combustibles líquidos es muy significativo.

- Para el caso de las **usinas**, el mayor uso del gas natural respecto a combustibles líquidos se explica por la demora de Cammesa¹ en los pagos a las generadoras. Cammesa devenga (reconoce) los mayores costos por el uso de combustibles líquidos pero no los paga, siendo este el motivo de la deuda que acumula a la fecha y que asciende a **\$ 416 millones. Generar electricidad con gasoil o fuel oil resulta entre 5 y 7 veces más costoso que hacerlo con gas**, y de no tomar medidas para normalizar el funcionamiento del mercado eléctrico, a fin de este año la deuda de Cammesa con las generadoras podría alcanzar los \$ 1.300 millones. Es más, si las empresas generadoras pudieran pagar el gas más caro para asegurarse la provisión, Cammesa no les reconoce el diferencial entre el precio regulado y el negociado.
- La demanda de **GNC** ha explotado a partir de la devaluación. El parque automotor impulsado por gas natural supera los 1,3 millones de vehículos y la demanda se ha duplicado. **La demanda diaria ya supera los 10 millones de m³ diarios y con el actual diferencial de precios la conversión de autos nafteros a GNC está en el 30% anual.** Por lo tanto, **el incremento de la demanda de GNC fija nuevos “pisos” de inicio altos para la demanda estacional de invierno** de los usuarios residenciales y comerciales.

En los últimos cuatro años la demanda de GNC se duplicó, finalizando 2003 en 250 millones de m³ mensuales. La anterior duplicación de demanda llevó siete años (1993-2000) para llegar a los 150 millones de m³.

2. Crecimiento de la actividad económica.

Complementariamente al diferencial de precios que incentiva la utilización de gas en detrimento de los combustibles líquidos, otra realidad es que **el PBI y la industria están creciendo al 10%.**

El incremento del nivel de actividad industrial se traduce en mayor demanda de gas natural del sector. En el primer bimestre del año **la demanda de gas natural de la industria creció 21% y significó el 40% de la demanda interna total.** El mayor nivel de actividad de la industria también se hace sentir en la demanda de energía eléctrica. Las generadoras demanda una mayor cantidad de gas natural para la generación de electricidad, tal como pasó en el primer bimestre de 2004. **La demanda creció 43% y pasó a representar 38% del total.** Estos dos componentes de la demanda explican cerca del 80% del total.

La demanda para uso residencial y comercial también muestra el mayor nivel de actividad de la economía, aunque con incrementos menores debido a que en esos componentes no hay sustitución de combustibles.

¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

En líneas generales, más allá del efecto sustitución de combustibles, la demanda de gas natural tiene una alta correlación positiva con el nivel de actividad.

3. Baja hidraulicidad de las centrales hidroeléctricas.

En este verano **el aporte hidráulico se redujo en promedio 28%** con respecto al mismo período de 2003. En general todos los ríos presentaron un menor nivel de hidraulicidad, aunque sobresalen la reducción de 65% del Neuquén y 39% del Futaleufú, seguidos con 37% del Uruguay, 35% de la cuenca del Comahue y 23% del Paraná.

Ante la baja hidraulicidad las centrales térmicas tuvieron que producir mayor cantidad de electricidad y con una demanda creciendo al 9%. Los cambios más significativos que muestra la micro del sector son: **i) en los meses de verano las centrales térmicas aumentaron su producción en 53%**, mientras que las hidráulicas muestran una reducción de 29%, **ii) considerando la totalidad de ambas fuentes, la térmica incrementó su participación de 45% en el verano de 2003 a 64% en el verano de 2004.**

MAYOR ENERGÍA TÉRMICA POR BAJA HIDRAULICIDAD

Variación del aporte hídrico por río

	Limay	Collon Curá	Neuquén	Uruguay	Paraná	Futaleufú
Ene-Feb 04 / Ene-Feb 03	-37%	-33%	-65%	-37%	-23%	-39%

Generación de energía eléctrica, valores netos GWh

	Térmica	Contribuc. al total	Hidro eléctrica	Contribuc. al total	Nuclear e Importada	Total
2002	31,429	41%	37,714	49%	7,601	76,744
2003	38,094	47%	35,447	43%	8,257	81,798
Var. %	21%		-6%		9%	7%
Ene-Feb 03	5,473	41%	6,706	51%	1,048	13,227
Ene-Feb 04	8,385	58%	4,745	33%	1,350	14,480
Var. %	53%		-29%		29%	9%

Fuente: M&S Consultores en base a Cammesa

Para enfrentar esta situación **el Gobierno limitó las exportaciones de gas natural**. La **Resolución 265/2004**, que la Secretaría de Energía instrumentó la semana pasada, pone un límite a las posibilidades de exportación de gas, ya que **las empresas productoras deberán en primer lugar asegurar el abastecimiento del mercado local y exportar el resto de su producción.**

Las exportaciones rondan los 7.000 millones de m³ por año y significan 13% de la producción total. En términos diarios las exportaciones son unos 18 millones de m³ y **limitarlas puede contribuir a la falta de producción ante la demanda creciente siempre y cuando no se llegue a la utilización máxima de la capacidad de transporte** (gasoducto). En ese caso, se enfrentaría otro tipo de problema, que no es de falta de producción como el que se está dando en estos meses.

b) El corto plazo (invierno 2004)

El mercado de gas presenta como característica un salto estacional en la demanda durante el invierno. A la demanda industrial y de centrales térmicas se agrega la demanda residencial con los picos más altos del año.

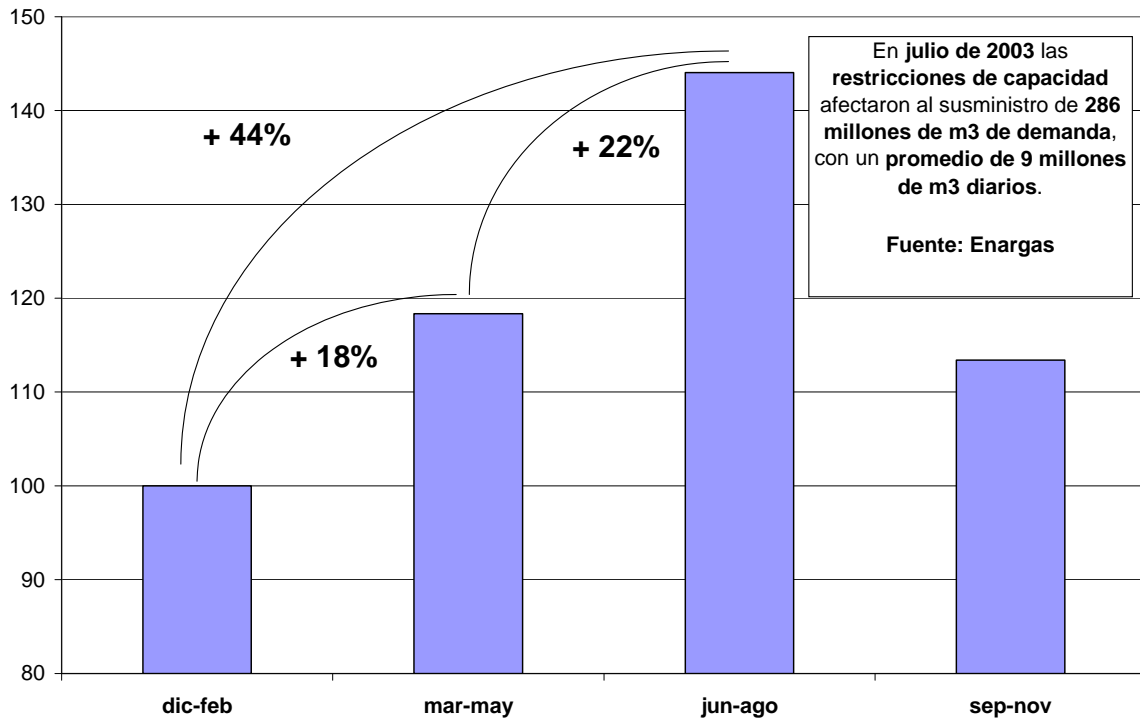
Tradicionalmente la demanda de gas registró incrementos de 18% en promedio en otoño y otro de 22% en invierno. En invierno el consumo de gas sobrepasa los **100 millones de m³ diarios**. Para enfrentar esta sobre – exigencia transitoria, el mercado contó tradicionalmente con dos mecanismos amortiguadores: **i)** las usinas produciendo energía con mayor uso de fuel oil y menos gas, inducidas por un esquema de precios y subsidios y **ii)** reducción del flujo de exportaciones. **La combinación de mayor producción en lo estructural y mecanismos amortiguadores en lo estacional sirvieron para evitar faltantes notorios de gas en el invierno.**

En el invierno de 2002, la devaluación y la ruptura de los contratos descompensaron los mecanismos amortiguadores; éstos no fueron contrapeso frente al salto de la demanda residencial. Al contrario, las usinas fogonearon la demanda. Además, el aumento del consumo de GNC empezó a dificultar el ajuste invernal. **No hubo faltantes de gas notorios porque la demanda industrial estaba muy debilitada por la recesión y porque la oferta tuvo capacidad de respuesta.**

En el invierno de 2003, la producción de gas subió y los mecanismos compensatorios de usinas y exportaciones comenzaron parcialmente a recomponerse. Aún así, **la presión sobre la oferta se hizo más fuerte.** Se dieron dos factores: el rebote económico tiró para arriba el consumo de gas industrial y la demanda de GNC registró un salto muy importante. En julio del año pasado, se consumieron 138 millones de m³ por día y hubo un faltante promedio diario de **9 millones de m³**. Fue un déficit mayor que en 2002 pero todavía de una magnitud con bajo impacto sobre los usuarios. Este faltante pasó desapercibido para sociedad por dos motivos: **i)** por la magnitud, la mayor parte del mismo se dio en la industria, y **ii)** el sector industria esperaba tener algún tipo de problemas en el invierno.

Pasar el invierno: incremento estacional de la demanda

Comportamiento promedio 1993-2003



En 2004 el problema se sintió más crudamente porque el faltante comenzó en marzo, un mes de demanda intermedia entre el bajo nivel del verano y el pico del invierno. **Pero para el invierno de 2004, si no se adoptan medidas para evitar que la demanda siga creciendo, la misma podría rondar los 120 millones de m3 diarios.** Las causas del incremento serían las mismas que vienen operando desde el año pasado: mayor demanda en la industrial, en las centrales térmicas y de GNC, en todos los casos debido a la sustitución de combustibles (gas por líquidos) y al mayor nivel de actividad. **Aunque la producción responda positivamente y los mecanismos amortiguadores previstos para la demanda estacional lo hagan parcialmente, ¿será suficiente para evitar la falta de gas natural?**

En este punto, **las dudas están centradas en la capacidad de transporte** si la demanda se mantiene creciendo por encima del 20% anual. Si es así, **en el invierno habrá un faltante superior a los 15 millones de m3 por día;** casi el doble del registrado el año pasado. A este nivel, **el déficit se sentirá tanto en la industria como en las centrales térmicas.**

Las medidas efectivamente adoptadas hasta ahora (no anuncios sin instrumentar, como es el caso de los Decretos 180 y 181), **no contribuyen a incrementar la capacidad de transporte del sistema de gasoducto, que es donde se presenta el desafío para abastecer la demanda pico estacional del**

invierno. La falta de inversiones en infraestructura se convirtió en un cuello de botella que ya generó problemas en el invierno de 2003 y lo será en próximo invierno.

Para enfrentar el salto “artificial” de la demanda y subsanar los problemas de deficiencia de la infraestructura, **se requiere un nuevo esquema tarifario que corrija la distorsión de precios y agilice inversiones** para que la oferta pueda responder más eficientemente. En este sentido, la **Resolución 208/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios **va en el sentido correcto**. En la misma se homologa el acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural alcanzado entre el Gobierno y las empresas productoras, aunque existe una cláusula que plantea que el acuerdo quedará inmediatamente sin efecto si el Estado no logra implementar los aumentos tarifarios comprometidos o si por ordenes judiciales se suspenden total o parcialmente los ajustes.

c) Más allá del invierno: el mediano plazo

Aun suponiendo que el otoño y el invierno sean llevaderos con las medidas recientemente tomadas y que mejore la hidraulicidad (mayor aporte de las centrales hidroeléctricas por más caudal de agua en los ríos), **queda el desafío de cómo seguir y evitar la sensación de que en cualquier momento estalla la crisis energética.**

El camino más adecuado para despejar dudas a futuro y enfrentar en mejores condiciones el próximo período de temperaturas bajas **es brindando las condiciones necesarias para que se vuelva a invertir en el sector**. Hace más de un mes se publicaron dos Decretos **180 y 181, que introducen cambios en las reglas de juego del sector** y recientemente la Resolución 208/2004 del Ministerio de Planificación avanza sobre el tema tarifario.

El objetivo de los decretos es destrabar la pesificación de las tarifas dando paso a un proceso de renegociación entre las partes y dinamizar las inversiones del sector para enfrentar los problemas del sistema de transporte.

Los aspectos sobresalientes del Decreto 180 son:

- Creación del **Fondo Fiduciario para las Inversiones en Transporte y Distribución** de gas, siendo el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios quien tiene que reglamentar la constitución y funcionamiento.
- **Creación del mercado electrónico de gas** para dar transparencia a la industria y coordinar en forma centralizada las transacciones vinculadas a su normal funcionamiento.

- Sustituye las **condiciones especiales para la venta de GNC**, pasándose el servicio a condición de **interrumpible**.

Por su parte, el **Decreto 181** faculta a la **Secretaría de Energía a realizar acuerdos con los productores de gas natural para ajustar el precio** en el punto de ingreso al sistema de transporte. Los aspectos salientes son:

- La Secretaría de Energía debe elaborar un **esquema de normalización del precio del gas natural** en el punto de ingreso al sistema de transporte, que no podrá extenderse más allá del 31 de diciembre de 2006.
- Establece una **segmentación de tarifas para condiciones especiales del servicio residencial**. Esto busca evitar ajustes en los usuarios de menor consumo.

El precio del gas natural en boca de pozo en Argentina quedó muy rezagado respecto de los combustibles líquidos y esto **genera distorsiones en el uso de la matriz energética**. Tanto las centrales eléctricas como las industrias, en la medida de sus posibilidades, **optan por el uso de gas natural en detrimento de combustibles líquidos**, cuyos precios fueron ajustados a niveles internacionales (estos bienes transables, mientras que la exportación de gas es más complicada y sólo se puede realizar eficientemente y bajo costo si se realiza por gasoducto).

La reglamentación de los Decretos 180 y 181 contribuiría a resolver el **“cuello de botella”** y a dar una solución estructural para **no estar permanentemente “cortando clavos”**. Estos Decretos y la Resolución 208/2004, al destrabar el tema tarifario, permitirían dar un marco más adecuado para el retorno de las inversiones en el sector.

Es que la pesificación del precio del gas en boca de pozo genera tanto problemas en la oferta, como en la demanda. Para la etapa de producción (oferta), los actuales niveles de rentabilidad no son suficientes para: **i)** cubrir los costos operativos, **ii)** cubrir los costos de mantenimiento, **iii)** cubrir las amortizaciones y **iv)** retribuir al capital invertido. Esto genera **problemas para ampliar la capacidad de producción**, llevando la oferta a su máximo nivel posible (utilización de la capacidad instalada). Por el lado de la **demanda**, esto **genera distorsiones en el uso de la matriz energética**. En los últimos dos años se incrementó la demanda de gas natural en detrimento de combustibles líquidos y su contribución ya supera el 50%.

La insuficiencia de la infraestructura **se concentra principalmente en el sistema de transporte durante los meses con demanda pico**, esto es en invierno. La falta de inversiones en infraestructura se convirtió en un cuello de botella que ya generó problemas en el invierno de 2003 y que puede agravarse en el invierno de 2004. Para enfrentar este problema el Gobierno lanzó el **Fondo Fiduciario para la Ampliación del Sistema de Transporte y Distribución de gas**. Habrá que ver ahora como se avanza en la construcción de los mismos.

El punto en común entre el enfoque de la oferta y el de la demanda, es que en ambos casos se **soluciona con un nuevo esquema tarifario que agilice inversiones para que la oferta acompañe el crecimiento de la demanda de gas natural.**

Superado el cortísimo y el corto plazo, **para adelante urge realizar adaptaciones regulatorias que permitan recuperar la rentabilidad de la inversiones existentes (amortizaciones) y contribuyan a restablecer un ambiente propicio que incentive nuevas inversiones.** Esto también contribuirá a **corregir el desequilibrio de la demanda** que provoca el diferencial de precios entre combustibles y que provoca que las compañías productoras y transportistas no estén en condiciones de atender el incremento de la demanda.

Si la Resolución 208/2004 no encuentra escollos en la Justicia, el Gobierno habrá comenzado a solucionar el tema de tarifario. A partir de allí queda pendiente el tema de las inversiones en infraestructura, las cuales dependen del funcionamiento del Fondo Fiduciario ya anunciado, aunque sabiendo que **la operatividad de los nuevos gasoductos requiere algo más de tiempo.**

III. Conclusión

Luego de dos años de venir pateando la pelota hacia delante, el rebote de la actividad económica enfrentó al gobierno con su primer gran “cuello de botella”. Con el agravante que, **para el cortísimo y el corto plazo no hay mucho por hacer, sino rezar para que una serie de factores jueguen a favor.**

Hacia delante es fundamental que la Resolución 208/2004, que contiene el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural, **pueda instrumentada** y que el Fondo Fiduciario para la Ampliación del Sistema de Transporte y Distribución de Gas concrete las inversiones en nuevos gasoductos. Es fundamental reducir la incertidumbre regulatoria que hoy existe en el sector y a partir de allí aclarar las reglas de juego para el mediano plazo.

Con lo hecho hasta **ahora es altamente probable que la situación no empeore**, pero **en el invierno habrá déficit de abastecimiento para la industria**. La magnitud del faltante en el invierno, depende de:

- **El clima.** Es importante que el **invierno no sea crudo** y que **las lluvias mejoren la hidraulicidad de los ríos**. Lo ideal sería, como mínimo, volver al aporte hídrico del invierno pasado: esto implica un incremento de 50% con respecto al nivel actual.
- **El aporte del Fisco a Cammesa.** Todos los meses Cammesa incrementa la deuda que mantiene con las empresas generadoras de electricidad por el uso de combustibles alternativos. Si el Fisco está dispuesto a financiar el costo de la mayor generación de electricidad basada en fuel oil o gasoil, esto contribuiría a reducir la demanda de gas natural en los meses picos. El reciente incremento de las tarifas eléctricas apunta a reducir el desfasaje operativo que tiene Cammesa desde la devaluación.
- **Política energética.** El Gobierno puede tomar medidas para atenuar el crecimiento de la demanda o inducir a una contracción. En este sentido, lo primero que puede hacer es reducir el diferencial de precios que existe el gas natural y los combustibles líquidos. Esto tendrá impacto en la demanda de la industria, de centrales térmicas y de GNC, que fija niveles más altos al piso a la demanda estacional. También cuenta con la posibilidad de trabajar sobre uno de estos componentes.

Queda claro que para este invierno **dependemos de varios factores**, y que además todos ellos jueguen a favor, **para evitar un faltante de gas significativo**. El escenario menos delicado es el de un faltante como en 2003, a partir de allí todo se torna más complicado hasta llegar a un faltante del orden de los 20 millones de m³ diarios. Hacia delante, **el Gobierno comenzó a anunciar medidas que tienen a disminuir el nivel de la crisis energética.**

IMPACTO DE LA ESCASEZ DE GAS SOBRE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA

Cuantificar el posible impacto sobre el PBI de la escasez de gas en invierno (y consecuentemente de luz) es una tarea complicada. Hay muchas variables en juego y un abanico de respuestas públicas y privadas a contemplar.

*El **mayor afectado por la crisis será la producción industrial**. El sector energético **tranquilamente dicho, aun en crisis, producirá más y no menos que el año pasado**. La economía **no industrial** sufrirá en función de los **cortes de luz** que pudieran producirse.*

Punto de referencia

- En el invierno 2003, faltó gas pero en una magnitud que no tuvo impacto macro y pasó casi desapercibido. Se notó en la micro de algunas empresas y en la fuerza del gas en el consumo residencial.
- Faltaron en promedio **8 millones de m3** por día.
- Este es el número crítico. Lo que falte por encima de ese umbral tendrá ya consecuencias más notorias.
- La clave es cuánto más de 8 millones puede faltar en el invierno 2004.

Impacto macro "digerible"

- Manteniendo el crecimiento inercial de la demanda de gas de 2003, podrían faltar en el invierno 2004 alrededor de **14 millones de m3 diarios**.
- O sea, para llegar al "faltante de indiferencia macro" de 8 millones, habría que **ahorrar 6 millones de m3 por día**.
- El sector más sensible a la falta de gas es la industria. Además, es donde más directamente tendría impacto productivo la crisis (20% del PBI).
- La industria consumirá en el invierno unos 35 millones de m3 de gas. **Si el ahorro de los 6 millones se hiciera todo en la industria, consumiría sólo 29 millones**. Esto es lo que la industria consumió de gas en el invierno 2003.
- O sea, en un escenario **inercial con ajuste industrial puro**, la producción industrial del trimestre junio-agosto podría no crecer contra igual período del año anterior.
- Si el ajuste no se hace sólo en la industria (recorte en el consumo familiar o en el GNC), el impacto productivo sería menor.
- El impacto total dependerá de cómo pegue la falta de gas y de luz en la economía no industrial, pero daría la impresión de que en este escenario **el impacto se notaría pero sería "digerible"**.

Impacto macro grave

- Proyectando el salto que dio la demanda de gas en los últimos meses, el faltante para el invierno podría ser tranquilamente de **20 millones de m3 diarios**. Por lo tanto, habría que **ahorrar 12 millones de m3 por día** para alcanzar el umbral de bajo impacto macro.
- En este caso, pedirle todo el ahorro a la industria generaría una **crisis productiva** de envergadura en el sector manufacturero.
- Sí o sí habría que ajustar también en otra parte, a pesar de los costos políticos que ello pudiera generar: **familias, GNC**.
- O el **gobierno tendría que poner plata** para cancelar la deuda de Cammesa con los generadores (unos \$ 500 M) y para subsidiar el uso de combustibles más caros que el gas para generar energía eléctrica (piso, otros \$ 500 M).

Documentos de Trabajo

Fundación para el Cambio

1. **Efectos de la Pesificación y Despesificación**, elaborado por Carlos Rivas, Octubre de 2002.
2. **Reestructuración de Deuda Soberana Luego de un Default Desordenado**, elaborado por Nicolás Dujovne y Pablo Guidotti, Octubre de 2002.
3. **Principios para la Reforma del Estado Nacional**, elaborado por Gerardo Strada Saenz y Pablo García Mithieux, Octubre de 2002.
4. **El Sistema Financiero en la Argentina, una Propuesta de Reforma**, elaborado por Nicolás Dujovne y Pablo Guidotti, Noviembre de 2002.
5. **Políticas e Instituciones para dinamizar el Sector Externo en la Argentina**, elaborado por Julio J. Nogués con la colaboración de José A. Cerro, Noviembre de 2002.
6. **Gasto Público Social en la Argentina**, elaborado por Grupo Sophia, Diciembre de 2002.
7. **Lineamientos para una Política de Comercio Exterior**, Elaborado por Edgardo Cenzone y Pablo Goldín, Enero de 2003.
8. **Lineamientos para la Renegociación de Contratos Regulados**, Elaborado por Edgardo Cenzone y Pablo Goldín, Enero de 2003.
9. **Lineamientos de un Programa Económico**, Elaborado por Carlos Melconian, Rodolfo Santangelo, Edgardo Cenzone, Claudio Mauro y Pablo Goldín, Febrero de 2003.
10. **Modelos de Cálculo del Producto Potencial y Output Gap**, elaborado por Pablo Goldín y Facundo Martínez Maino, Abril de 2003.
11. **El nuevo “Contrato Fiscal” como parte de la Refundación de las Instituciones de la República**, elaborado por Ricardo Cossio y Eduardo Gil Roca, Mayo de 2003.
12. **La problemática de los sectores Electricidad y Gas**, elaborado por Edgardo Cenzone, Octubre de 2003.
13. **La sociedad comercial Argentina – Brasil**, elaborado por Pablo Goldín y Facundo Martínez Maino, Octubre de 2003.
14. **Una Propuesta de Reforma Previsional Posible**, elaborado por Claudio Mauro y Pablo Goldín, Noviembre de 2003.
15. **El peso de la Soja en la Economía Argentina**, elaborado por Facundo Martínez Maino, Noviembre de 2003.
16. **Cambio de perspectiva para América Latina**, elaborado por Edgardo Cenzone y Adriana Sacca, Febrero de 2004.
17. **El cuello de botella energético y su impacto en la actividad**, elaborado por Edgardo Cenzone y Pablo Goldín, Abril de 2004.



Av. Leandro N. Alem 690, piso 15 (1002) Buenos Aires, Argentina
e-mail: cambio@iplanmail.com.ar / www.paraelcambio.org.ar