



**LA PROBLEMÁTICA
DE LOS SECTORES
ELECTRICIDAD Y GAS ***

Documento de Trabajo N° 12

Octubre de 2003

* 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>

Leandro N. Alem 690, Piso 15 Of. B, (C1001AAO) Buenos Aires - Tel. 4313-3825 -
cambio@iplanmail.com.ar □

I. Introducción

Los sectores electricidad y gas enfrentan una **coyuntura compleja** debido a que su estructura y reglas de juego fueron diseñadas en un contexto económico diferente del actual. Desde la devaluación y pesificación, los contratos no fueron renegociados y **las políticas de inversiones y tarifas para el sector siguen como temas pendientes.**

Con la convertibilidad se prohibió la indexación por la inflación local y se recurrió a un esquema de ajuste de tarifas por la inflación de EE.UU. con correcciones estacionales y por incorporación de tecnología. Esto significó la **dolarización de las tarifas**, hecho que brindó certidumbre sobre los ingresos y la rentabilidad en dólares de las licenciatarias.

El escenario, que brindaba relativa certidumbre a la rentabilidad en dólares, llevó a las empresas a **endeudarse en esa moneda** para afrontar el **proceso de inversiones** que fijaba el marco regulatorio. En este proceso se dio también la incorporación de nuevos socios a las empresas del sector.

Este esquema de **tarifas y rentabilidad en dólares y endeudamiento externo para cumplir con las inversiones colapsó en 2001/2002.** Ahora, al igual que en otros sectores de la economía, habrá que definir como se reparten las pérdidas y diseñar un esquema hacia adelante.

Por el **stock**, entran en el reparto de las pérdidas los **inversores** (tanto acreedores y accionistas) y el **Estado**. Está claro que **no se puede volver a diseñar un esquema basado en tarifas en dólares**, por lo que los acreedores de las empresas del sector deberán **adecuar sus aspiraciones de recupero de las deudas** y los accionistas reconocer la pérdida que implica tener un **activo en un país devaluado**. De parte del **Estado** corresponde **regularizar situaciones que se fueron creando en los últimos dos años**, como ser la **deuda que se generó en el mercado mayorista entre Cammesa y las empresas generadoras.**

Por el lado de los **flujos**, aparece la figura del **consumidor**. Si bien no se puede volver a un esquema de tarifas en dólares, la revisión de los contratos y las inversiones necesarias para mantener el buen funcionamiento del sector **derivarán en un incremento de las tarifas**. Hacia adelante, los consumidores tendrán que afrontar un nivel de tarifas superior al actual (aunque en dólares inferior a la de convertibilidad). El **Estado** puede amortiguar el incremento si asume **mayor responsabilidad en términos de expansión y mantenimiento de la red** o resuelve una **menor presión tributaria sobre el sector.**

Más allá de la discusión por el stock (pasado), en la que cada parte defiende sus intereses, **la discusión por los flujos (futuro) es la trascendente.** En ésta se debe diseñar un esquema tarifario basado en costos marginales que aliente la inversión para mantener el buen funcionamiento del sistema y la calidad del servicio.

II. La estructura del sector eléctrico

La transformación del sector eléctrico iniciada en 1992 mediante la privatización condujo a la segmentación de la actividad en: **producción, transporte y distribución**. La reforma facilitó la introducción de **condiciones de competencia en el segmento de producción** (generación) al crear un **mercado eléctrico mayorista** (MEM) en el cual la formación de precios surge en forma competitiva (aunque no totalmente libre).

El sector respondió favorablemente a las propuestas del marco regulatorio **invirtiendo aproximadamente US\$ 15.000 M hasta 2001**, obteniendo un incremento en la potencia instalada y la adecuación de los sistemas de transmisión y distribución a la demanda de energía eléctrica.

1. Generación

En este segmento hay dos variables a tener en cuenta: la **potencia instalada** (que es un stock y mide la potencia efectiva bruta) y la **generación** (que es un flujo y mide la generación de energía eléctrica por unidad de tiempo).

La potencia instalada del sector pasó de 13.267 MW en 1992 a 22.838 MW en 2002, representando un incremento de 72% en diez años (ver Cuadro 1). En dicho período se incorporaron más de 5.500 MW de ciclos combinados, con un último salto en 2002 cuando se terminaron proyectos de inversión iniciados a fines de los noventa, se repotenció el parque térmico ya existente y se incorporaron nuevas centrales hidroeléctricas.

El incremento de la potencia instalada sumada a la mayor eficiencia de los equipos posibilitó la **reducción del precio mayorista de la energía** que pasó de **\$/MW-h 46 en 1992 a \$/MW-h 23,5 en 2001**. Con el congelamiento de las tarifas el precio en dólares cayó a unos **US\$/MW-h 10**.

Cuadro N° 1

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

Datos en MW

	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Nuclear	TOTAL
1992	6.541	5.721	1.005	13.267
1993	6.601	6.384	1.005	13.990
1994	7.132	7.309	1.005	15.446
1995	7.698	7.629	1.005	16.332
1996	7.874	8.230	1.005	17.109
1997	8.449	8.748	1.005	18.202
1998	9.226	8.668	1.005	18.899
1999	9.582	8.925	1.005	19.512
2000	10.789	8.925	1.005	20.719
2001	10.789	8.925	1.005	20.719
2002	12.812	9.021	1.005	22.838
Variación 1992/2002				
	95,9%	57,7%	0,0%	72,1%
Participación en el total en 1992				
	49,3%	43,1%	7,6%	
Participación en el total en 2002				
	56,1%	39,5%	4,4%	

Fuente: M&S Consultores en base a CAMMESA.

En términos de **generación**¹, el nivel más alto se registró en 2001 con **84.540 GWh**, casi 60% más que en 1992. Hasta este año la generación mostró tasas de crecimiento anuales positivas de forma consecutiva atendiendo el crecimiento de la demanda.

En 2002, por primera vez en varios años, **la generación eléctrica volvió a mostrar una caída significativa** (5,6%) producto de la menor demanda. Durante la recesión de 1995 la generación creció 6,4% y durante la de 1999 5,6%, evidenciando así la baja elasticidad de la demanda al ingreso que evidencia este sector.

¹ La capacidad instalada se mide en Mega Watts y la generación en Giga Watts hora. Dado que la primer variable es un stock y la segunda un flujo, habitualmente no se utiliza la conversión de estas medidas para ser comparables.

En lo que respecta a la generación por tipo de fuente, en 2002 el **50,6% fue hidroeléctrica**, el **42,4% térmico** y el resto nuclear. **A partir de 2000 se observa un cambio de tendencia en la generación hacia los equipos hidroeléctricos** y una caída en la participación de los equipos térmicos. Por su parte, el equipo nuclear continúa perdiendo participación en la generación (ver Cuadro 2).

En **2003 la generación volverá a crecer**, acumulando en los primeros ocho meses del año un crecimiento de **6,4%** respecto a igual período del año anterior. Desde febrero de este año y luego de 14 meses de caídas, la generación viene creciendo interanualmente.

Cuadro Nº 2

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR TIPO DE FUENTE

	Térmica		Hidráulica		Nuclear		Importada		TOTAL	
	GWh	% total	GWh	% total	GWh	% total	GWh	% total	GWh	var. % anual
1992	22.861	47,8%	16.140	33,8%	6.552	13,7%	2.267	4,7%	47.820	
1993	23.379	45,3%	19.871	38,5%	7.162	13,9%	1.212	2,3%	51.624	8,0%
1994	22.839	42,9%	22.421	42,1%	7.660	14,4%	334	0,6%	53.254	3,2%
1995	25.767	45,3%	24.304	42,7%	6.556	11,5%	292	0,5%	56.919	6,9%
1996	31.067	51,3%	22.287	36,8%	6.921	11,4%	275	0,5%	60.550	6,4%
1997	29.067	44,2%	28.788	43,8%	7.445	11,3%	450	0,7%	65.750	8,6%
1998	31.242	45,3%	28.908	41,9%	6.926	10,0%	1.907	2,8%	68.983	4,9%
1999	41.101	56,4%	24.859	34,1%	6.586	9,0%	311	0,4%	72.857	5,6%
2000	41.958	52,5%	31.269	39,1%	5.731	7,2%	1.011	1,3%	79.969	9,8%
2001	35.250	43,4%	38.056	46,8%	6.541	8,0%	1.450	1,8%	81.297	1,7%
2002	31.428	41,0%	37.714	49,1%	5.393	7,0%	2.210	2,9%	76.744	-5,6%
Ene-Sep 02	26.838	46,7%	24.754	43,1%	4.094	7,1%	1.770	3,1%	57.456	
Ene-Sep 03	27.056	44,3%	27.748	45,4%	5.306	8,7%	998	1,6%	61.108	6,4%

Fuente: M&S CONSULTORES en base a Cammesa. No incluye mercado patagónico.

Las empresas de generación venden su producción al **MEM** a un **precio** que es función de sus **costos marginales de corto plazo**. Este es el gatillo competitivo entre las empresas, ya que aquellas que producen al menor costo marginal son las primeras en vender su producción en el MEM. Para ello, las empresas trabajaron en la reducción de costos y así vender la mayor cantidad de energía posible.

El MEM contiene tres mercados de precios: **spot, a término y estacional**.

En el **mercado spot** el precio se fija en base al costo marginal de producción. En función del menor costo marginal las primeras en colocar su producción son las centrales hidroeléctricas, luego las térmicas y luego las nucleares. El costo de la última unidad ingresada en el despacho es el precio que se les paga a las generadoras y es el precio base a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en este mercado.

En el **mercado a término** se firman contratos de abastecimiento donde se pactan libremente los precios y cantidades. Los diferimientos entre la producción del generador y los volúmenes de suministro se comercializan en el mercado spot.

El **precio estacional** se calcula en base a períodos estacionales de seis meses relacionados con las épocas de hidraulicidad y es establecido por Cammesa.

Un problema generado luego de la devaluación es la **acumulación de una deuda de Cammesa con las generadoras**. Desde la privatización del sector Cammesa es la encargada de pagarle a las generadoras lo que cobra a las transportistas. Como el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real de los generadores y transportistas, se había creado un fondo de estabilización para atender los desfases financieros que se podían generar, principalmente por cuestiones estacionales. De esta forma, el fondo estabilizador permitía amortiguar el impacto que tendrían los precios estacionales sobre las facturas finales de los consumidores.

Desde la privatización, **el precio de la energía se elevó cada invierno como consecuencia de los mayores costos que enfrentan las generadoras en dicho período**. En invierno se reduce la producción de las centrales hidroeléctricas y crece la participación de las usinas térmicas que, a medida que avanza el frío, deben reemplazar el gas por combustibles líquidos. El tema es que si bien el precio del gas permanece congelado desde enero de 2002, el del gasoil y fueloil crecieron casi 200% desde la devaluación, con lo cual el desequilibrio entre el costo de producción de las generadoras y las tarifas a la que venden la producción (congeladas y sin ajuste estacional) fue superior al de otros años.

Pese a que **los ajustes estacionales no estaban alcanzados por las restricciones de la ley de emergencia, hace más de un año que no se autorizan las modificaciones periódicas que preveía la regulación** para no afectar las tarifas.

Frente a esta situación, desde mayo de 2002, Cammesa cubrió los mayores costos de las generadoras con los recursos del “fondo estabilizador” del mercado eléctrico. En este período se gastaron los \$180 M que había acumulado el fondo en años anteriores por las diferencias entre los precios proyectados y los que arrojaba realmente el mercado y aún no se sabe como Cammesa cubrirá la deuda acumulada con las generadoras. A septiembre de 2003, **el déficit de caja del**

fondo compensador de Cammesa acumula \$400 millones, que es la deuda que reclaman las generadoras al Gobierno.

2. Transporte

Entre el MEM y las distribuidoras existen empresas que se dedican al **transporte de la energía**. Este segmento opera con **tarifas reguladas**. Una particularidad del segmento, es que no recae sobre las empresas la obligación de ampliar la red que opera en concesión. La ampliación de la red de transporte es responsabilidad del Estado.

Si bien el sector respondió con precios competitivos, mejoras en la calidad, disminución de los tiempos de reposición y maximización de la capacidad de la red, la red de transporte cuenta con una serie de falencias. **Las inversiones no fueron suficientes para equiparar las realizadas en generación y distribución y la red de transporte de alta tensión funciona al máximo de su capacidad operativa.**

Cuadro Nº 3

EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

Datos en Km

Sistema	1992	2002	Var. %
Alta tensión	7.192	9.669	34,4%
Distribución troncal	9.766	12.471	27,7%

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA

Datos en MVA

Sistema	1992	2002	Var. %
Alta tensión	9.100	11.350	24,7%
Distribución troncal	6.064	8.479	39,8%

Mientras la **generación de energía eléctrica creció 70%** y la **demanda 66%** en los últimos diez años, la red de transporte tuvo una expansión de la potencia a transportar inferior a **25% en la red de alta tensión** y a **40% en la distribución troncal** (ver Cuadro 3).

El sistema de transporte, principalmente de distribución troncal, ha tenido en los últimos años exigencias crecientes por el crecimiento de la

demanda hasta alcanzar niveles de tensión en los límites de las bandas permitidas o recurriendo al despacho de generación forzada local.

Si se tiene en cuenta que la demanda de energía eléctrica en los últimos dos meses creció al 10% y que en lo que va del año acumula un incremento del de 6,4%, a fines de 2003 la **demanda alcanzaría un nivel récord de 82.000 GWh**. Esto muestra el grado de exigencia al que será sometido el sistema de transporte.

Si bien en años anteriores se dictaron varias normas tendientes a facilitar la realización de ampliaciones a la red, con **los cambios contractuales a partir de 2002 se hicieron necesarios otros ajustes a la regulación del sistema de Transporte Eléctrico** teniendo en cuenta la satisfacción de la demanda del mercado doméstico, la seguridad del sistema, la ausencia de nuevas inversiones en generación y por lo tanto la optimización de equipamiento actual.

Los **principales problemas** a resolver en el sistema de Transporte Eléctrico son:

- Falta generalizada de reservas en Líneas y Transformadores,
- Ausencia de expansiones,
- Fuerte crecimiento de la demanda y la exportación, no acompañada por el crecimiento del transporte nacional,
- Fuerte crecimiento de la generación forzada,
- Aumento del riesgo de falla,
- Aumento de la Energía No Suministrada

Además de las Resoluciones de los últimos dos años, el reconocimiento de las falencias del sistema de parte del Gobierno está plasmado en el **Plan Federal de Transporte Eléctrico**, que data del año 2000 e incluye nuevas líneas de transmisión y estaciones transformadoras, y que el actual Gobierno ha rescatado. **El objetivo del Plan es realizar aquellas “ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión destinadas al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad del servicio”**.

Para el financiamiento de las obras se creó el **Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal**, el cual se viene integrando principalmente con el incremento de 0,6 \$/MWh del valor de las tarifas que pagan los compradores en el MEM. Desde su creación también se contempla el aporte de recursos de parte del Estado Nacional y de los Provinciales.

3. Distribución

Las **empresas distribuidoras** son las encargadas de la provisión del servicio a los usuarios. Estas empresas compran la energía en el MEM y contratan el servicio de transporte, para luego ellas distribuir la energía en las ciudades. Por ejemplo, con la privatización de Segba en la región metropolitana Buenos Aires existen dos empresas distribuidoras que atienden regiones geográficas claramente definidas: Edenor y Edesur.

En el interior del país se dan tres tipos de distribuidoras: las que surgieron de la privatización de las empresas provinciales, las empresas que aún están en manos del Estado Provincial, y las cooperativas.

Desde la privatización, este segmento **normalizó el servicio a más de 900.000 usuarios** y efectuó **inversiones por unos US\$ 3.500 M** en redes de distribución. Los indicadores de calidad mejoraron significativamente y la cantidad y duración de las interrupciones del servicio se redujeron a la cuarta parte.

El precio que cobran a los usuarios está regulado por el Estado y desde 2002 están suspendidas las actualizaciones. A lo largo de los noventa, el precio de la energía en el MEM ha ido bajando por **la presión de la competencia en el tramo generador y por el peso creciente de la hidroelectricidad** (más barata que la térmica). Esta tendencia bajista del precio y la baja elasticidad de demanda que enfrentan estas empresas, ha sido un factor favorable para las empresas del segmento. **La principal presión competitiva que enfrentaron fue la mayor flexibilidad en las regulaciones para que los usuarios puedan comprar energía directamente en el MEM**, “puenteando” a las distribuidoras.

Hasta **2001** la demanda de energía eléctrica mostró anualmente tasas de crecimiento positivas, acumulando en los diez años desde la privatización un incremento de **58%**. En **2002**, producto de la situación económica la demanda de energía eléctrica retrocedió 2,3%, con una caída de 2% en el consumo residencial y 12,7% en los comercios. Sólo la industria y otros sectores registraron incrementos de 1,5% y 4,7%, respectivamente.

En 2003 la participación del segmento residencial en la demanda total se mantiene en torno al **31%** y la participación del segmento industrial ha crecido a **41%** por la baja del segmento comercial. Para todo el año se estima que **la demanda de energía crecerá como mínimo 7%**, llegando a un **nuevo nivel récord de demanda** (ver Cuadro 4).

Cuadro Nº 4

DEMANDA DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE**MEM y Sistema Patagónico**

Datos en GWH

	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTAL	Var. %
1992	31,7%	11,2%	44,0%	13,1%	49.410	
1993	32,3%	12,3%	43,9%	11,4%	52.662	6,6%
1994	32,4%	13,3%	41,9%	12,3%	55.738	5,8%
1995	32,6%	13,9%	41,8%	11,8%	57.849	3,8%
1996	31,5%	13,9%	41,0%	13,5%	61.565	6,4%
1997	30,7%	14,9%	42,7%	11,7%	66.035	7,3%
1998	29,7%	15,3%	41,4%	13,6%	69.155	4,7%
1999	31,3%	17,4%	39,5%	11,8%	71.680	3,7%
2000	30,7%	17,3%	40,5%	11,5%	76.519	6,8%
2001	30,9%	18,2%	39,5%	11,5%	78.281	2,3%
2002	30,8%	16,2%	40,8%	12,3%	76.473	-2,3%
2003 (e)					81.826	7,0%
9 meses 03						6,4%
Variación 1992/2002						
	60,9%	139,2%	53,6%	54,8%	65,6%	

Fuente: M&S Consultores en base a Secretaría de Energía.

La situación pos pesificación

La disminución de los niveles de inversión y el menor mantenimiento de los equipos son los aspectos que ponen en peligro el buen funcionamiento del sistema frente al incremento de la demanda de energía eléctrica. Como se describió anteriormente, en cada uno de los segmentos la problemática y la gravedad de la coyuntura es diferente.

En el segmento **generación**, la devaluación trajo consigo un **cambio relativo en los costos de combustibles de las distintas generadoras térmicas**. Aquellas generadoras térmicas que tienen sólo gas natural como insumo quedaron mejor posicionadas que aquellas que basan su generación en combustibles líquidos (gas oil y fuel oil). En este sentido, mientras que el precio del primero no varió (puesto que no lo hicieron ni los precios ni las tarifas del gas natural), el de los segundos lo hizo en más del 100%.

Por otra parte, la baja rentabilidad llevó a postergar los mantenimientos integrales. Esto está exigiendo al equipamiento a trabajar en condiciones no

ideales, lo cual repercutirá indudablemente en tener que afrontar un mayor costo en el futuro y pone en riesgo la seguridad del sistema de generación, con la consecuente **probabilidad de desabastecimiento**.

Las empresas de este segmento también tienen el problema de la **deuda que acumuló Cammesa con ellas**, consumiéndose los recursos del “fondo estabilizador” para compensarlas por los ajustes estacionales no realizados y por el incremento del costo de los combustibles (petróleo).

Más allá de las consideraciones que se pueden realizar respecto de la posibilidad de atender una mayor demanda de parte del sector generación, **el gran cuello de botella aparece en el sector transporte**. La **demandas de energía eléctrica en nivel récord** abre varios interrogantes sobre la capacidad del segmento de transporte.

Por último están las **distribuidoras**, en las que **la caída de la rentabilidad afectó el ritmo de las inversiones necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema**.

En resumen, **el daño de la devaluación ha sido mucho más marcado en las empresas generadoras como consecuencia de la mayor exposición producto del alto nivel relativo de endeudamiento por los requerimientos de inversión**. Pero **el cuello de botella respecto de la provisión del servicio está en el transporte, que fue el sector en el que menos se invirtió desde la privatización**. Del buen funcionamiento de estos segmentos depende que las distribuidoras puedan proveer el servicio.

Desde el punto vista económico surgen dos preguntas:

I. ¿existe riesgo cierto de no contar con la energía eléctrica necesaria para abastecer la demanda?

Sí. A los actuales niveles de demanda pueden surgir problemas en el segmento de transporte en horas pico durante el verano. Este segmento está trabajando al límite de su capacidad.

Además, proyectando un **crecimiento del PBI del 4%** en los dos años siguientes, **si no se realizan las inversiones necesarias para mantener las buenas condiciones del segmento de generación también pueden surgir inconvenientes**. O en caso de una sequía significativa, donde los equipos térmicos pasan a ser los principales proveedores del MEM, también pueden aparecer inconvenientes.

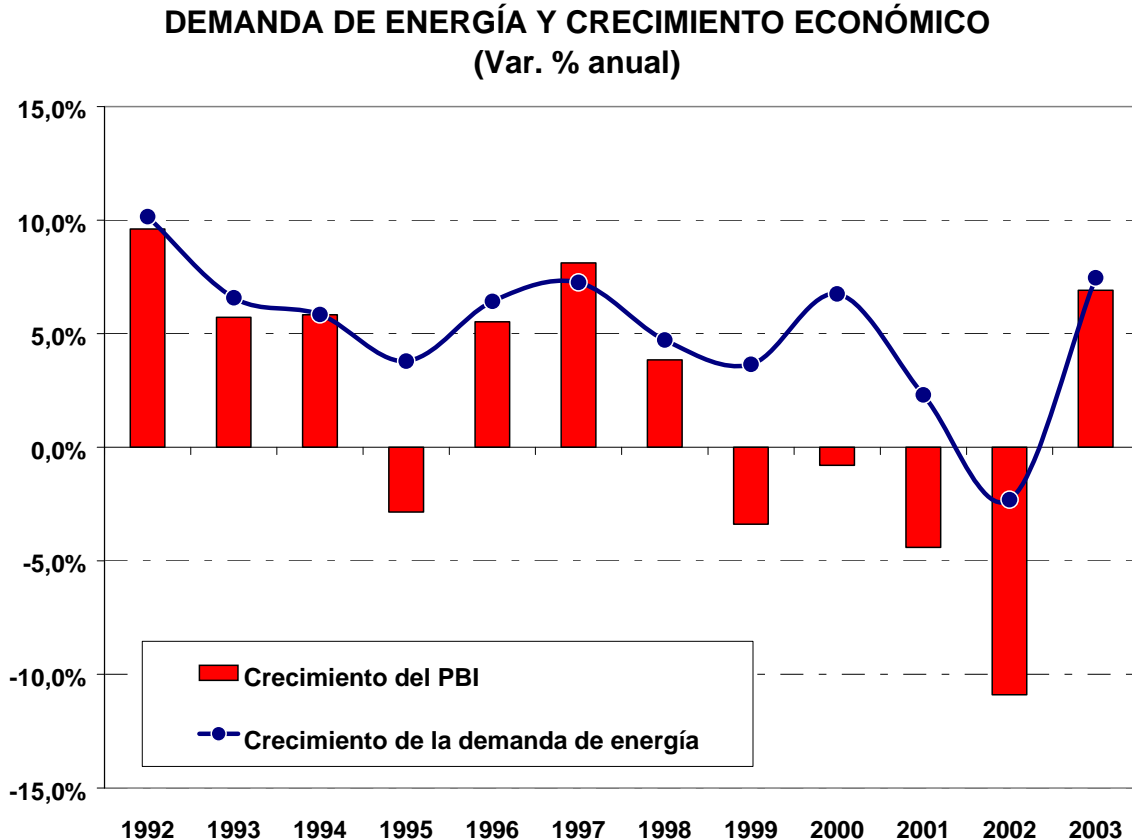
En caso de sequía, donde disminuye el aporte de las hidroeléctricas y los equipos térmicos deben proveer mayor cantidad de energía, aparece el tema del costo de los combustibles. Si bien el gas también presenta una tarifa regulada y sin ajustes aún, presenta el **fantasma del desabastecimiento en invierno**. En tanto que el combustible, como no tiene precio regulado, **implica un incremento**

de costos importantes. Esto es, sin ajuste de tarifas, el reemplazo de energía térmica por hidroeléctrica implica un incremento significativo en los costos de generación más allá de si la capacidad instalada es suficiente o no para cubrir la demanda.

II. ¿qué puede implicar la falta de energía eléctrica en términos económicos?

La demanda de energía eléctrica **muestra una alta correlación con el nivel de actividad de la economía**, por lo que un mayor crecimiento del PBI seguramente implicará una mayor demanda de energía (ver Gráfico 1).

Gráfico N° 1



En promedio, entre 1992 y 1998, por cada punto porcentual de crecimiento del PBI la demanda de energía eléctrica **creció en 1,25%**. Si se incluye el período de recesión y la crisis de 2002, esta relación se eleva a 2,7%. Para realizar una estimación de lo que puede pasar en los próximos años con la demanda de

energía eléctrica, **como escenario de mínima se puede suponer que ésta crece a la misma tasa que el PBI.** Con lo cual, en un contexto de crecimiento del PBI de 4% anual en el período 2004-2007, la demanda de energía eléctrica crece a la misma tasa.

En este contexto, la **demanda anual trepa a 96.100 GWh**, un 17% más que la demanda estimada para 2003. Teniendo en cuenta la saturación que presenta el sistema de transporte y la escasa inversión en generación en los últimos dos años, parece como imprescindible una adecuación de las tarifas a los requerimientos de inversión del sector para mantener el nivel del servicio.

En términos económicos, **la falta de energía eléctrica implica mayores costos y pérdida de eficiencia.** En un caso extremo puede tener incidencia en el crecimiento del PBI.

Por ello, **el ajuste de tarifas debe encararse priorizando el buen funcionamiento del sistema y las inversiones necesarias para evitar la falta de energía eléctrica.**

III. Características generales del sector gasífero

Con la promulgación de la Ley de Gas Natural de 1992 (Nº 24.076), que dispuso la privatización de Gas del Estado, y la privatización de YPF, que introdujo competencia en la exploración y explotación de gas con el ingreso de nuevas empresas en ese segmento (hasta ese momento todos los yacimientos estaban en manos de YPF), se inició la transformación del sector. Al igual que en el sector eléctrico, la reestructuración implementada segmentó vertical y horizontalmente la actividad en: **producción, transporte y distribución.**

Las reservas de gas se transfirieron a las provincias, así como la potestad de otorgar nuevas licencias para la exploración y producción de gas. Con la privatización de Gas del Estado el servicio de **transporte** se dividió en **dos empresas transportadoras** (TGS y TGN) y el de **distribución** en **ocho empresas** (Metrogas, Gas Natural, Gas Pampeana, Gas Litoral, Gas del Sur, Gas del Centro, Gas Cuyana y Gas del Noroeste). Tanto en transporte como distribución son licencias por 35 años, con opción a ampliarlo 10 años más.

1. Exploración y producción

La exploración y producción de gas esta sujeta al otorgamiento de **concesiones por un período de tiempo a cambio de regalías que las empresas pagan a los gobiernos provinciales.** Los volúmenes de producción se duplicaron en la década del '90 y la **capacidad instalada fue incrementada en un tercio.**

A partir de la privatización, el gas natural ganó en importancia como fuente energética, siendo el **principal componente de la matriz energética con el 46%**, desplazando al petróleo y derivados, que aportan el 41%, y lejos de la energía eléctrica que aporta el 13% restante.

La producción gasífera opera bajo condiciones de competencia y el **precio del gas en boca de pozo está desregulado desde el 1 de enero de 1994**. Esto es, el **precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte se fija entre las partes**.

En este segmento del negocio, **las inversiones se reflejan principalmente en la evolución de las reservas probadas**. Entre 1993 y 2000 (año en que se alcanzó el mayor nivel de reservas probadas) las reservas probadas se incrementaron **50%**. En 2001 se registró un leve caída (1,7%), en 2002 la caída fue de 6% y en 2003 se registraría una disminución de las reservas del orden del 3%. En los últimos tres años la **Argentina acumulará una disminución de sus reservas de gas en más de 10% evidenciando una menor actividad de exploración e inversión en este segmento** (ver Cuadro 5).

Cuadro N° 5

RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE GAS

Datos en miles de millones m³

	Reservas	Producción
1992	541	24,4
1993	517	26,7
1994	535	27,7
1995	619	30,5
1996	688	34,6
1997	684	37,1
1998	687	38,6
1999	729	42,4
2000	778	44,9
2001	764	45,9
2002	718	45,8
2003 (e)	692	47,8

Fuente: M&S Consultores en base a Secretaría de Energía.

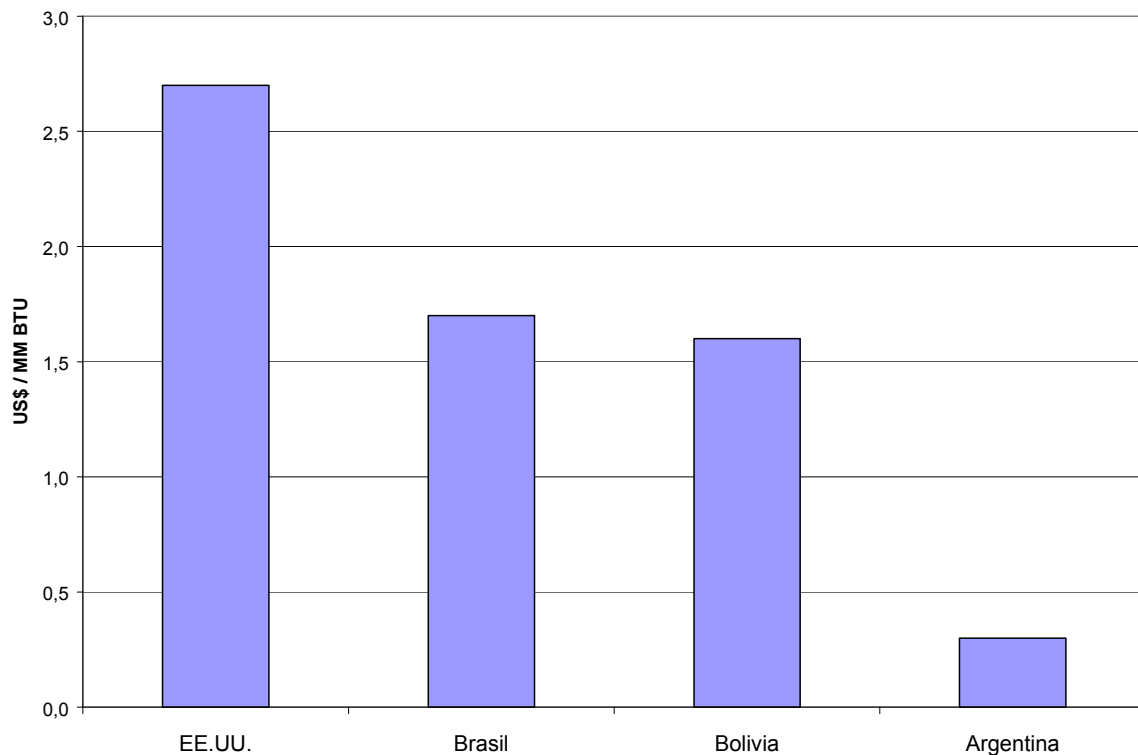
Entre **1993 y 2002** la producción de gas se incrementó 6,2% anual, alcanzando en 2002 los **45.770 millones de m³**. Para 2003 se estima que la

producción será de **47.800 millones de m³**, con lo que la relación *reservas/producción* caerá a 14,5 años contra los 17,3 años de 2001.

La producción está **sujeta a la demanda de gas y a la capacidad disponible en los gasoductos**. Más allá de la caída de las reservas probadas, **el principal problema del segmento es la pesificación del precio del gas natural en boca de pozo en torno a los 0,30 US\$/MM BTU**, más de nueve veces inferior al promedio del mercado de EE.UU. (2,7 US\$/MM BTU) y entre cinco y seis meses más bajos que en países de la región (1,6 US\$/MM BTU) (ver Gráfico 2).

Gráfico Nº 2

Comparación del precio del Gas en Boca de Pozo



Para asegurarse el abastecimiento de gas **algunos grandes clientes negociaron con las empresas productoras un nuevo nivel de precio**. Se trata de empresas exportadoras o con mercados que han logrado una recomposición de precios. Estos clientes pagan un precio mayor al pesificado (de 0,30 US\$/MM BTU), garantizándose el suministro del fluido por la duración del contrato.

2. Transporte y Distribución: los segmentos regulados

El **servicio de transporte y distribución** está regulado por la **Ley Nº 24.076 a través de ENARGAS** y consta de un **sistema de “acceso abierto” para garantizar la libre disponibilidad de gas**, obligando a las empresas concesionarias a permitir el libre acceso de terceros a la red de gasoductos, sin comprometer la satisfacción de su propia demanda.

La privatización del sector se tradujo en **inversiones por más de US\$ 3.900 M**. Algunas de estas inversiones fueron realizada en expansión de las redes de transporte y distribución permitiendo solucionar la falta de presión del fluido en los períodos invernales así como satisfacer la mayor demanda industrial. En este período se incorporaron más de 6,5 millones de usuarios al servicio de gas por redes.

Transporte

Las **empresas de transporte** trasladan el gas desde los pozos de producción hasta las redes de distribución a los usuarios. Para otorgarle un mayor grado de competencia al sistema, los **grandes usuarios** pueden adquirir el gas directamente de los productores a través de un **by-pass comercial** (contrato de compra que se realiza directamente con el productor) o un **by-pass físico** (conexión directa al gasoducto troncal).

En la actualidad la Argentina cuenta con una red de **gasoductos troncales** con una longitud de 11.472 km. y **capacidad de transporte diario de 108 millones de m³**, casi **el doble de los 60 millones de m³** de consumo diario promedio del primer semestre de 2003.

Las líneas troncales del sistema de transmisión de gas natural fueron divididas en **dos sistema geográficos** (Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur), de manera que ambos tuvieran acceso a las fuentes de gas natural y a los más importantes centros de demanda urbana.

Transportadora de Gas del Norte (TGN) se abastece del 100% del gas producido en las cuencas del Noroeste y Cuyana y del 30% del gas producido en la cuenca Neuquina a través del Gasoducto Norte y del Gasoducto Centro Oeste.

De acuerdo al contrato de concesión, **TGN abastece con exclusividad a las distribuidoras de Cuyo, Centro, Norte y Litoral del país** y contribuye al abastecimiento del norte de Buenos Aires y la región metropolitana. Transporta el gas de los yacimientos para 8 de las nueve distribuidoras del país. TGN lleva invertido más de US\$ 1.000 millones desde la privatización ampliando el sistema de gasoductos a 2,3 veces el tamaño cuando fue privatizado.

Transportadora Gas del Sur (TGS) adquiere el restante 70% de lo producido en la cuenca Neuquina y la totalidad de lo producido en las cuencas Austral y del Golfo de San Jorge.

A través de su red troncal de gasoductos transporta alrededor del 60% del gas consumido en el país. Su área de servicios se extiende a través de 7 provincias en el sur y oeste del país, incluyendo al Gran Buenos Aires, que a su vez comprende a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el principal centro de consumo de gas natural de Argentina. El área total de servicio comprende aproximadamente 4,5 millones de usuarios finales.

Ambas empresas mantienen también operaciones con países de la región y cuentan con proyectos de integración física. El impacto de las medidas económicas de 2002 y la incertidumbre generada por el cambio en las reglas de las licencias han provocado la suspensión transitoria de algunos proyectos.

En los 90' la Argentina revirtió el signo de la Balanza comercial en el rubro gas natural, pasando de ser importador neto por US\$ 252 millones a exportador neto por US\$ 310 millones.

En este segmento **la tarifa se encuentra regulada** y hasta la Ley de Emergencia Económica las empresas podían **modificar las tarifas** en concepto de transporte **dos veces por año**, dependiendo de la variación de **precios mayoristas de EE.UU.**, y **cada 5 años** en función de **las mejoras, incrementos de eficiencia** (reducción de tarifas) e **inversiones** realizadas por las mismas (aumento de las tarifas para compensar a la licenciataria).

Con la pesificación de las tarifas, el principal problema de este segmento es la deuda en dólares y la retribución de la inversión.

Distribución

La distribución de gas en Argentina fue concesionada a **ocho operadores** que prestan sus servicios en forma monopólica dentro del área asignada (ver Cuadro 6). Sin embargo, dicha **concesión no implica la obligación de vender gas únicamente en dicha zona.** En ciertas ocasiones, los grandes clientes pueden contratar en forma directa con los productores o intermediarios para la compra directa de gas natural (**derecho de by pass**).

Cuadro Nº 6

EMPRESAS QUE PARTICIPAN EN LA DISTRIBUCION DE GAS

	AREA CONCESIONADA
Gasnor	Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero
Centro	Catamarca, Córdoba y La Rioja
Cuyana	Mendoza, San Juan y San Luis
Litoral	Santa Fe y 7 partidos del norte de Buenos Aires
Gas Ban	Restantes partidos suburbanos del norte de Buenos Aires
Metrogas	Capital Federal y partidos suburbanos del sur de Buenos Aires
Camuzzi Gas	La Pampa y resto de los partidos del sur de Buenos Aires, al norte del Río Colorado
Sur	Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y partidos de Buenos Aires al sur del Río Colorado

Metrogas es la empresa distribuidora más grande con el 23% del total, seguida de Gas Ban con el 18%, Pampeana con el 15% y Litoral con el 14%. El resto de las empresas mantienen participaciones de entre 6 y 9% cada una.

Al igual que en transporte, las tarifas están reguladas y fijadas por el Estado. Las mismas se calculan a partir del **precio del gas, tarifa de transporte** y un **margen por la distribución** y se divide en un cargo fijo y un cargo variable de acuerdo al consumo de los usuarios. El **régimen de modificación de tarifas** es el mismo que para las empresas transportadoras y ha quedado suspendido por la Ley de Emergencia Económica.

El comportamiento de la demanda

Los usuarios de gas se pueden clasificar en cinco grandes grupos: **industrial con el 38%, usinas con el 24%, residencial con el 21%, GNC con el 11%** y otros (incluye: comercial 3,8%, entes oficiales 1,3% y subdistribuidor 1,3%).

El consumo de gas pasó de ser 9.284 millones de m³ en 1980 a casi 28.000 millones de m³ en 2002, luego de llegar a un máximo de 31.238 millones de m³ en 2000 (ver Cuadro 7). Las compañías distribuidoras de gas incorporaron un millón y medio de nuevos consumidores y extendieron en 43.000 km su red. Esta situación se generó principalmente por la sustitución de las fuentes de energía como consecuencia de los cambios en los precios relativos respecto de otras fuentes alternativas y el aumento en la capacidad de transporte de los gasoductos.

Luego de dos años consecutivos de caída en la demanda de gas, donde la mayor reducción se dio en la demanda del sector eléctrico (usinas) por reducción de la demanda de electricidad y el mayor aporte hidráulico al sector, **en 2003 la demanda volverá a crecer**. En la primera mitad de 2003 el total de gas entregado creció 2,5% respecto al mismo período del año anterior, destacándose comportamientos disímiles por tipo de usuarios.

El **sector industrial**, impulsado por la reactivación de las industrias exportadoras agrarias y de insumos manufacturados, **incrementó su demanda en 11%**. El consumo residencial se mantuvo estable y las usinas eléctricas mantienen su comportamiento a la baja (-16%). **El grupo que más creció fue GNC**, relacionado con el elevado nivel de conversiones de vehículos frente al incremento del precio de los combustibles.

Tanto en el consumo industrial como en GNC, se observa un impacto positivo por la **sustitución respecto de otros combustibles por el cambio de precios relativos** entre diferentes combustibles.

Cuadro N° 7

CONSUMO DE GAS POR SECTORES

Datos en MMm³

	TOTAL	Industria	Participación %	Usinas	Participación %	Residencial	Participación %
1993	21.828	7.747	35,5%	5.931	27,2%	5.637	25,8%
1994	22.666	8.793	38,8%	5.728	25,3%	5.651	24,9%
1995	24.538	8.489	34,6%	7.142	29,1%	5.756	23,5%
1996	26.420	9.351	35,4%	8.686	32,9%	5.843	22,1%
1997	26.930	9.743	36,2%	8.617	32,0%	5.803	21,5%
1998	27.260	9.910	36,4%	8.548	31,4%	5.877	21,6%
1999	30.175	9.777	32,4%	10.680	35,4%	6.557	21,7%
2000	31.238	9.965	31,9%	10.899	34,9%	6.967	22,3%
2001	28.787	9.627	33,4%	8.898	30,9%	6.717	23,3%
2002	27.990	9.797	35,0%	7.784	27,8%	6.656	23,8%
<i>Variación % anual</i>							
Ene-Abr 2002	8.381	3.045		3.187		1.174	
Ene-Abr 2003	8.338	3.390	11,3%	2.600	-18,4%	1.134	-3,4%

Fuente: M&S Consultores en base a Secretaría de Energía.

Más allá de los problemas que suscita el congelamiento de las tarifas (baja rentabilidad, complicaciones para pagar la deuda en dólares, escasas inversiones), **las perspectivas de recuperación de la demanda son favorables**. Las variables claves que inciden tanto en la demanda residencial como la industrial están mostrando signos positivos. Respecto de la residencial, se estima que el PBI crecerá 7%, el salario real no mostrará nuevas caídas y la tasa de desempleo tendría una leve reducción. Respecto a la demanda industrial, se estima un incremento el PBI industrial del orden del 15% y la generación de energía eléctrica crecería un 10%.

El congelamiento tarifario

El último ajuste estacional que registraron las tarifas de gas fue en el invierno de 2002 (del orden del 10% con repercusiones de 3% en la tarifa residencial), para el cual el Gobierno usó un Fondo Compensador del Gas para subsidiar las tarifas y evitar el traslado total a los usuarios.

Los precios internos del gas contienen un **alto factor estacional**: tienden a **crecer** durante los **meses de invierno** como consecuencia de **la mayor demanda** y posteriormente se reducen en los meses de verano.

El congelamiento de las tarifas genera distorsiones en el mercado, algunas con repercusiones inmediatas y otras a mediano y largo plazo. En lo **inmediato**, el retraso de los precios ha generado un **incentivo a la demanda industrial y vehicular**, pero como contraparte, una **postergación de inversiones** que comprometen la posibilidad de responder a un estímulo de la demanda sostenido.

Suponiendo que 2003 termine con un incremento de 2,5% y que en 2004 se verifique un incremento de la demanda del 9%, se estará en un nivel de consumo superior al máximo de 2000 (31.238 millones de m³). A partir de ese nivel de consumo podrían aparecer cuellos de botella.

La suspensión del mecanismo de revisión quinquenal de tarifas, que establece reajustes que contemplan las inversiones realizadas y previsiones de inversión para el lustro siguiente, abre un **interrogante respecto de la expansión del sistema**. Desde el punto de vista financiero, la pesificación de tarifas de un sector endeudado en dólares en el exterior constituye un obstáculo para el financiamiento de inversiones futuras. **No queda claro cuales pueden ser las fuentes de financiamiento de nuevas inversiones cuando gran parte de las empresas están en default**.

De las repercusiones de mediano y largo plazo, la más importante es la **caída de las reservas probadas**, la cual está asociado a la pesificación del precio

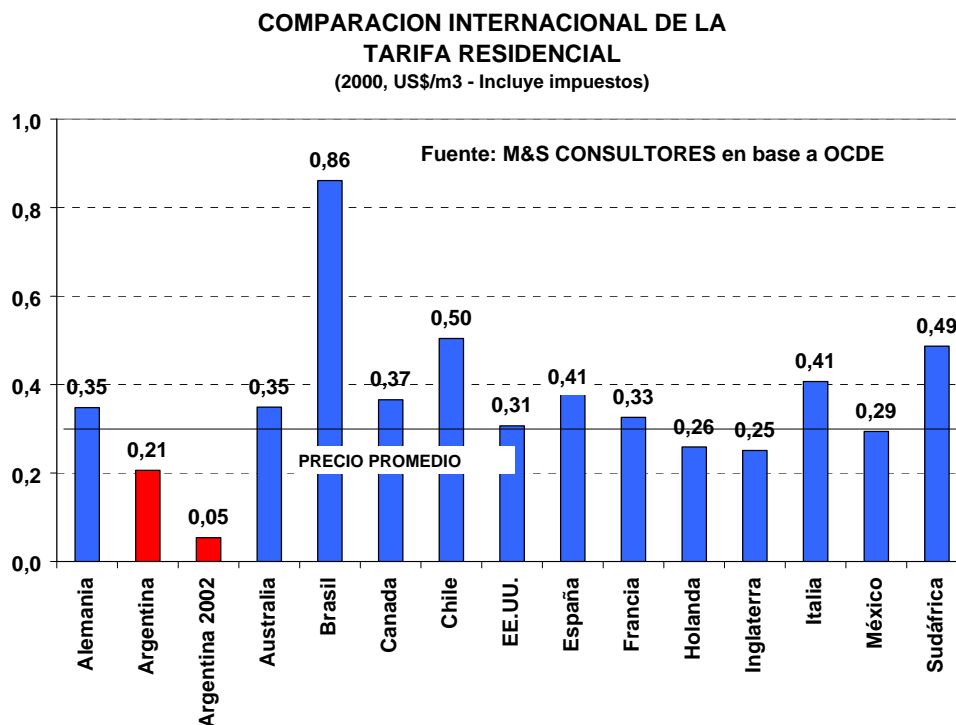
en boca de pozo. Algunas estimaciones indican que para volver a invertir en exploración el valor del gas en boca de pozo debería rondar 1 US\$/MM BTU, más del triple del valor actual.

Según la definición internacional, las reservas deben hallarse en condiciones económicamente recuperables. Esto significa que no constituye una clasificación meramente “geológica”, sino que se registran aquellos recursos gasíferos en condiciones efectivas de ser aprovechados económicamente. Así, en el computo de las reservas se consideran los volúmenes de gas de acuerdo a su probabilidad de ser empleados en un futuro, de acuerdo a las inversiones (v.g., gasoductos, redes de distribución) planificadas. Según este criterio, **los precios e ingresos esperados por la industria constituyen un factor que los especialistas en evaluación de reservas consideran para la elaboración de su cómputo.**

Por último, cabe realizar un breve repaso a los precios internacionales. Con datos del año 2000 (previo a la devaluación de la moneda) la **tarifa internacional del gas para usuarios residenciales** medida en dólares ubicaba a la Argentina como uno de los países con menor tarifa respecto a **otros países de la región y países industriales** (ver Gráfico 3). El gas, también era más barato que todos sus posibles sustitutos.

Luego del congelamiento de las tarifas en dólares, la Argentina se ubica en niveles extremadamente bajos con respecto al resto de los países.

Gráfico Nº 3



IV. Conclusiones

Con la pesificación y el congelamiento de las tarifas **las inversiones en el sector energético se paralizaron**. Los actuales niveles de rentabilidad operativa no son suficientes para retribuir al capital invertido y afrontar los compromisos financieros contraídos en moneda extranjera.

Por otra parte, es fundamental **mantener en buen estado del stock de capital** dado el incremento que muestra la demanda, tanto de electricidad como de gas. La mayor demanda de energía requiere que todos los segmentos (producción, transporte y distribución) funcionen adecuadamente.

En la discusión por la renegociación de los contratos de privatización **es imposible separar la relación que existe entre tarifas e inversiones**. El nivel de **inversiones es lo que determinará la calidad y disponibilidad de los servicios en el futuro**. El consumo del stock del capital al cual ha sido sometido el sector en los últimos años, sumado a la creciente demanda llevará al sector a enfrentar algunos problemas en el corto plazo.

En el sector eléctrico se viene arrastrando desde hace unos años una **deficiencia en el segmento de transporte**, que es donde está centrado el problema ante la cercanía del verano. En gas, la falta de inversiones se verifica en la disminución de las reservas probadas.

Las inversiones dependen básicamente del nivel de rentabilidad esperado y éste del nivel de las tarifas. Con lo cual, si la rentabilidad esperada no alienta las inversiones necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sector, seguramente se enfrentarían problemas. **El Estado se involucra en la discusión directamente porque las tarifas para el consumo final están determinadas por el organismo regulador**.

La discusión respecto de la ganancia que obtuvieron las empresas en los noventa es estéril y poco conducente y mientras tanto el problema sigue latente. **El Gobierno no dice ni da señales de cual será el esquema a futuro**.

La discusión debe plantearse en términos de **futuro**, de nuevas reglas de juego y un marco regulatorio creíble que **incentive la inversión privada**. En todo caso, **la experiencia de los noventa debe servir para no repetir errores**, no para trabar la discusión.

En resumen, no queda otra que analizar las deficiencias estructurales del sistema, definir nuevas metas de calidad para todos los segmentos y en función de ello **definir las inversiones a realizar**. **A partir de este punto, se debe diseñar un esquema tarifario** basado en costos marginales que retribuya la inversión para mantener el buen funcionamiento del sistema y la calidad del servicio. El resto sirve de poco y pone en riesgo el normal abastecimiento de energía al país.

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.



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