

Documento de Trabajo N° 89
“Energo-Crunch” Argentino 2002-20XX*
Fernando Navajas



Fundación de
Investigaciones
Económicas
Latinoamericanas

Buenos Aires, octubre de 2006

**Trabajo preparado para el segundo seminario “Una Estrategia de Desarrollo para la Argentina”, organizado por la EPG-UNSAM y el GESE-IAE-Universidad Austral, Pilar, 20 de Octubre de 2006.*

QUÉ ES FIEL?

La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, es un organismo de investigación privado, independiente, apolítico y sin fines de lucro, dedicado al análisis de los problemas económicos de la Argentina y América Latina.

Fue fundada en 1964 por las organizaciones empresarias más importantes y representativas de la Argentina, a saber: la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la Cámara Argentina de Comercio, la Sociedad Rural Argentina y la Unión Industrial Argentina.

FIEL concentra sus estudios en la realización de investigaciones en economía aplicada, basadas en muchos casos en el procesamiento de la estadística económica que elabora directamente la institución.

Estas investigaciones abarcan áreas diversas, tales como economía internacional, mercado de trabajo, crecimiento económico, organización industrial, mercados agropecuarios, economía del sector público, mercados financieros. En los últimos años la Fundación ha concentrado sus esfuerzos en diversas líneas de investigación relacionadas con el sector público y su intervención en la economía, trabajos que han hecho de FIEL la institución local con mayor experiencia en este área. Dentro de esta temática, ocupa un lugar destacado el estudio y la propuesta de soluciones económicas para los problemas sociales (educación, salud, pobreza, justicia, previsión social). Recientemente se han incorporado nuevas áreas de investigación, tales como economía de la energía, medioambiente, economía del transporte y descentralización fiscal.

El espíritu crítico, la independencia y el trabajo reflexivo son los atributos principales de las actividades de investigación de FIEL.

Por la tarea desarrollada en sus años de existencia, FIEL ha recibido la "Mención de Honor" otorgada a las mejores figuras en la historia de las Instituciones-Comunidad-Empresas Argentinas, y el premio "Konex de Platino" como máximo exponente en la historia de las "Fundaciones Educativas y de Investigación" otorgado por la Fundación Konex.

La dirección de FIEL es ejercida por un Consejo Directivo compuesto por los presidentes de las entidades fundadoras y otros dirigentes empresarios. Dicho órgano es asistido en la definición de los programas anuales de trabajo por un Consejo Consultivo integrado por miembros representativos de los diferentes sectores de la actividad económica del país, que aportan a FIEL los principales requerimientos de investigación desde el punto de vista de la actividad empresarial. Un Consejo Académico asesora en materia de programas de investigación de mediano y largo plazo. Los estudios y las investigaciones son llevados a cabo por el Cuerpo Técnico, cuya dirección está a cargo de tres economistas jefes, secundados por un equipo de investigadores permanentes y especialistas contratados para estudios específicos.

AV. CORDOBA 637-4° PISO- (C1054AAF) BUENOS AIRES-ARGENTINA

TEL. (5411) 4314-1990-FAX (5411) 4314-8648

postmaster@fiel.org.ar

www.fiel.org

Presidente Honorario: Arnaldo T. Musich

CONSEJO DIRECTIVO

Presidente: Dr. Juan P. Munro
Vicepresidentes: Ing. Víctor L. Savanti
Ing. Juan C. Masjoan
Secretario: Ing. Franco Livini
Tesorero: Dr. Mario E. Vázquez
Protesorero: Ing. Manuel Sacerdote

Vocales: Guillermo E. Alchourón, Alberto Alvarez Gaiani, Juan Aranguren, Gerardo Beramendi, Juan Bruchou, José M. Dagnino Pastore, Carlos de la Vega (Presidente de la Cámara Argentina de Comercio), Gonzalo Escajadillo, Horacio Fargosi (Presidente de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires), José M Gogna, Alberto L. Grimoldi, Marcelo Lema, Silvio Machiavello, Francisco Mezzadri, Luciano Miguens (Presidente de la Sociedad Rural Argentina), Raúl Padilla, Daniel Pelegrina (Sociedad Rural Argentina), Aldo B. Roggio, Santiago Soldati, Amadeo Vázquez, Oscar Vicente, Federico Zorraquín.

CONSEJO CONSULTIVO

Eugenio Breard, Alejandro Bulgheroni, José Gerardo Cartellone, Analía Costa de Remedi, Enrique Cristofani, Carlos Alberto De la Vega, Horacio De Lorenzi, Martín Del Nido, Jorge Ferioli, Rodolfo Ferro, Martín Fornara, Jorge Gouw, Jorge A. Irigoín, Amalia Lacroze de Fortabat, Juan Larrañaga, Eduardo Mignaqué, Paolo Picchi, Pedro Sáenz de Santa María Elizalde, Cristian Sicardi, Rubén Teres, Juan Pedro Thibaud, Horacio Turri, Bernardo J. Velar de Irigoyen, Gonzalo Verdomar Weiss.

CONSEJO ACADEMICO

Miguel Kiguel, Manuel Solanet, Mario Teijeiro.

CUERPO TECNICO

Economistas Jefe: Daniel Artana, Juan Luis Bour, Fernando Navajas (Director)

Economistas Asociados: Sebastián Auguste, Walter Cont, Santiago Urbiztondo

Economistas Senior: Marcela Cristini, Mónica Panadeiros, Abel Viglione.

Economistas: Cynthia Moskovits, Ramiro A. Moya, Nuria Susmel.

Economistas Junior: Jorge Albanesi, Guillermo Bermudez.

Investigadores Visitantes: Enrique Bour, Marcelo Catena, María Echart, Alfonso Martínez.

Asistentes de Estadísticas: M. P. Cacault, S. Ferrari, M. Finn, D. Focanti, M. Ioriani, M. Oviedo.

Entidad independiente, apolítica sin fines de lucro, consagrada al análisis de los problemas económicos y latinoamericanos. Fue creada el 7 de febrero de 1964. -FIEL, está asociada al IFO Institut Für Wirtschaftsforschung München e integra la red de institutos corresponsales del CINDE, Centro Internacional para el Desarrollo Económico. Constituye además la secretaría permanente de la Asociación Argentina de Economía Política.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. EL LARGO PLAZO Y LA HIPÓTESIS DE LA “BURBUJA” DE GAS NATURAL.....	3
3. EL MERCADO DE GAS SE QUEDA “CORTO” DESDE 2004.....	7
4. EL MERCADO DE POTENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SE QUEDA “CORTO”.....	17
5. COMENTARIOS FINALES	21
REFERENCIAS	23

Esta investigación es parte del Programa de Estudios de FIEL, aprobado por su Consejo Directivo, aunque no refleja necesariamente la opinión individual de sus miembros ni de las Entidades Fundadoras o Empresas Patrocinantes.

"Energo-Crunch" Argentino 2002-20XX

"Prediction is hard, especially when it concerns the future. It is safer, and more common, to predict the present: and such predictions are much better received, so that is what most futurologists do. The lesson for those who must nevertheless prepare for the future is to be uncompromisingly cynical and recognise that those who claim to know what the future holds reveal only their own ignorance. Listen to people who are genuinely expert in specialist fields rather than those who profess to understand how the business world will evolve. But most of all, recognise how little about the world we can ever really know."

John Kay, "The scam of those who see the future in today", Financial Times, January 3, 2006.

"The urgent need for an accelerated exploration and development program is clearly shown by the trend in the [Reserves/Production] R/P ratio. In 1987, the...R/P ratio in Argentina was 20 years, comfortably above the critical level of 15 years.....Even if a substantial exploration program is undertaken immediately, and all of the probable and possible reserves are actually discovered, the critical R/P ratio will be reached by the year 2002. Natural gas can play an increasing role in the energy after year 2000, but only if an aggressive exploration program is undertaken as quickly as possible."

World Bank, "Argentina Energy Sector Study", February 26, 1990.

1. INTRODUCCIÓN

¿Cuánto vale describir un escenario aparentemente “exacto” realizado casi 17 años atrás por un organismo internacional que envió a la Argentina a un grupo de “genuinos expertos especialistas en el área”?¹ En 2002 la Argentina cruzó la línea de Reservas/Producción igual 15 años que podría haberse tomado como una señal para comenzar a hacer “demand management”, de su dinámico y principal producto energético. Pero las circunstancias y las decisiones post crisis llevaron a la Argentina a hacer exactamente lo opuesto, debido a que ese mismo año también se produjo un quiebre contractual en el sector y se implementó un manejo de precios de la energía en la dirección opuesta a la que los mercados internacionales evolucionaron en los años siguientes. Estos dos hechos, por un lado la presencia de un ciclo largo que se venía presagiando desde muchos años atrás y por el otro la presencia de una discontinuidad en los incentivos contractuales y de precios de la energía, marcan para mí la divisoria de aguas en la esencia del debate racional e informado sobre energía que pueda darse hoy en la Argentina.

Dependiendo de lo que se quiera enfatizar, o bien el problema estructural de no haber prestado más atención a la elección de un sendero de uso de la energía que podía no sostenerse, o bien la ruptura de un esquema de incentivos y la adopción de señales de precios dislocadas con un equilibrio a largo plazo, van a surgir diagnósticos y por supuesto recomendaciones diferentes. Pero las dos visiones no tendrían porqué ser antagónicas si se las toma desprovistas de posiciones doctrinarias o ideológicas. Es posible que ambas sean correctas e incompletas al mismo tiempo, y que entender ambas sea la clave para entrar con el pie derecho en el análisis del “energo-crunch” que hoy vive la Argentina.

La economía de la energía es tan amplia como las ramificaciones verticales y horizontales de la organización del sector, por no mencionar el hecho de que es un sector demasiado grande para evitar el sesgo de equilibrio general que es devastador para las predicciones de los análisis de mercados aislados. Hoy en la Argentina existen diversos temas y urgencias que no pueden ser tratados al mismo tiempo, por lo que se requiere seleccionar los temas. Mi elección esta sesgada obviamente a lo que puedo decir basándome en trabajos o mediciones existentes en los temas que me parecen importantes o críticos. Hoy existe un sesgo cotidiano, perfectamente entendible, a la discusión del desabastecimiento del gas-oil (que yo no voy a tratar porque me parece de segundo orden de magnitud respecto de otros temas) y a los riesgos potenciales de funcionamiento del sector eléctrico (del que sólo me voy a referir a nivel superficial respecto de lo que considero es la agenda de investigación que tenemos enfrente).²

¹ En rigor, envió a todos menos uno. Carlos Givogri, un destacado economista de la energía, participó en el grupo como experto en el sector eléctrico, en una de sus últimas contribuciones. Ver De Pablo (2006, pp.212-214) para una reseña del profesional y la persona y Navajas (1992) para un artículo escrito en una publicación en su memoria.

² Otros temas potencialmente relevantes tales como la sostenibilidad fiscal o externa de una economía que deshace su posición exportadora neta en energía no serán tocados en esta presentación que trata de mirar temas de energía, más que de equilibrio macroeconómico.

Mi selección sigue una trilogía que es como el armado o desarmado de tres muñequitas rusas "mamushkas" y que creo que tiene que ser el camino para entrar a la comprensión del problema y armar una narrativa coherente que vaya desde problemas de largo plazo hacia el corto plazo. Esta es una historia de gas natural a electricidad (si bien ambos deben verse de modo interrelacionado) que va desde un potencial desequilibrio estructural latente en gas natural hacia desbalance de corto/mediano plazo con racionamiento en gas natural y electricidad a finalmente problemas de cuellos de botella en la capacidad de generación eléctrica. Otras restricciones que han sido mencionadas desde hace algún tiempo me parecen secundarias a esta secuencia que es lo más interesante y problemático que enfrentamos.

La estructura del trabajo es bastante lineal en este sentido. En la sección 2 me voy a referir a algunos datos que ilustran el problema del patrón de consumo de gas natural elegido en nuestra economía y su relación con la forma más barata y conveniente que teníamos de producir energía secundaria (esto es, electricidad). El problema identificado con la cita del estudio del Banco Mundial de 1990 entra de lleno en esta sección. En la sección 3 voy a referirme a lo que para mí dicen los datos respecto del desequilibrio en los mercados interrelacionados de gas natural y electricidad en el desbalance que se hizo presente en el verano de 2004. Este fue el primer síntoma visible del energo-crunch que se manifestó en un faltante serio de gas natural y en la implementación de cortes a la industria, la generación termoeléctrica y las exportaciones. La anatomía simple de este desbalance ayuda a hacer un escrutinio de los determinantes de oferta y demanda del desbalance. En la sección 4 se presenta una discusión de la extensión del energo-crunch al sector eléctrico, dentro de una discusión de temas de capacidad de generación eléctrica, en lo que significa tratar de medir la magnitud de la travesía que la Argentina va a tener que realizar entre 2007 y 2008. Por último la sección 5 extrae las principales conclusiones.

2. EL LARGO PLAZO Y LA HIPÓTESIS DE LA “BURBUJA” DE GAS NATURAL

En enero de este año, la Secretaría de Energía publicó balances energéticos anuales desde 1970 a 2004 lo que permite extraer un conjunto de estadísticos para visualizar algunas relaciones de largo plazo. El **Cuadro 1** hace una síntesis de algunos indicadores que reflejan la transición de la economía a la autosuficiencia y la exportación neta de energía. Pero son dos grupos de indicadores los más llamativos en el caso argentino. Los primeros están referidos a medidas agregadas (o top-down, en la jerga) de la intensidad energética, que muestran un desempeño poco alentador en materia de ahorro de energía y de eficiencia energética. Los segundos tienen que ver con la elevada intensidad de uso del gas natural en relación al sendero de reservas.

Una economía que percibe la energía como un bien abundante, ahorra poco y consume mucho de un recurso agotable con reservas poco dinámicas, parece algo para mirar con atención. La intensidad de uso de gas natural ha sido creciente en muchas dimensiones. Arrancó tempranamente en la industria manufacturera, luego se proyectó hacia el sector eléctrico y más tarde hacia el sector transporte. Las exportaciones se agregaron al consumo interno desde mediados de los 90. El mensaje del informe del Banco Mundial en 1990 era que esto no era problema con una oferta dinámica, pero este patrón no se sostenía en un caso en que los descubrimientos no acompañaran la expansión del consumo.

El elemento más dinámico de la demanda de gas natural desde una perspectiva de largo plazo en la Argentina ha sido la generación eléctrica, proceso incentivado por las reglas de competencia y condiciones de entrada en la generación eléctrica (que fue, desde el punto de vista del mercado eléctrico, un éxito de las reformas de los 90). Esto obedece a un patrón natural de selección del modo de producir energía eléctrica a partir del descubrimiento de cuantiosas reservas de gas natural. Desde un punto de vista económico, la producción de energía secundaria puede conceptualizarse por una función agregada de producción que utiliza capital y energía primaria en la forma de hidrocarburos. La técnica de producción, es decir la relación capital – energía primaria se sesga hacia esta última con el descubrimiento de reservas que permiten utilizar el “factor” relativamente barato y ahorrar capital (algo que la economía tiene “poco”). Para el sector privado esto implica además menos requisitos para hundir inversiones cuantiosas reduciendo riesgos contractuales a futuro.

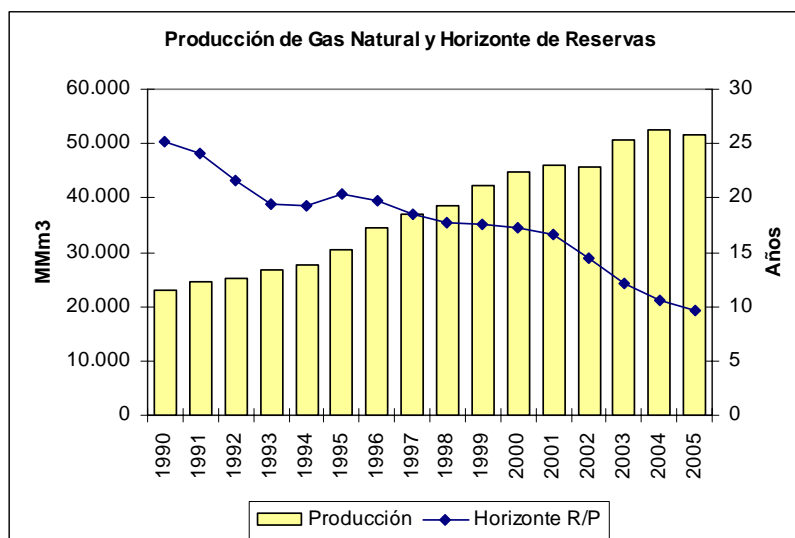
Cuadro 1										
Argentina: Energy Indicators in Long-Term Perspective 1970-2004										
			1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004
units: thousand of TOE										
1. Production (net of Transformation)			28232	35029	35525	39826	40950	59581	71440	73582
2. Net Exports			-2550	-5361	-3523	1882	2149	13477	21709	19784
3. Domestic Supply			25280	36936	33686	33297	34303	41015	45899	51280
4. Transformation (inc.losses)			34705	31731	47842	49896	55784	61707	76218	83579
5. Consumption			22027	25095	29385	28803	30438	37893	41485	45745
Self-sufficiency (1+(Net exports)/(Production))			0.91	0.85	0.90	1.05	1.05	1.23	1.30	1.27
Intensity (Consumption/GDP)										
Economy-Wide			0.130	0.132	0.142	0.154	0.165	0.156	0.150	0.164
Industry										
Intensity (Consumption per cápita)			0.943	0.992	1.051	0.954	0.943	1.106	1.153	1.222
Natural Gas Penetration										
in Primary Energy			0.23	0.27	0.29	0.36	0.38	0.35	0.43	0.49
in Electricity Generation			0.18	0.26	0.27	0.36	0.45	0.50	0.64	0.59
in Final Consumption										
Economy-Wide			0.13	0.17	0.18	0.27	0.31	0.33	0.37	0.41
Industry			0.22	0.32	0.34	0.43	0.49	0.54	0.47	0.43
Transport			0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.07	0.11	0.20
Reserves Horizon (P.Reserves/Annual Production)										
Oil							8.9	9.1	10.5	9.7
Natural Gas							25.2	20.3	17.3	10.6

Fuente: Secretaría de Energía (2006); y IAPG para los datos de R/P.

De este modo, la economía se embarca en un sendero que debe sostenerse en el largo plazo porque, si la oferta de gas natural se frena (lo que es equivalente a que el precio se eleva para reflejar agotamiento o que se importe) el modo de producción de energía secundaria debe necesariamente utilizar ahora más capital. En la sección 4 volvemos sobre este efecto en el costo de adicionar potencia eléctrica. El argumento ahora sólo se refiere a que la aparición del gas natural lleva a una secuencia de demanda que responde de modo endógeno a percepciones de "abundancia" y puede generar una inconsistencia causado por un problema de coordinación entre los demandantes potenciales de los recursos gasíferos. En este contexto se escriben contratos a largo plazo de exportación que pueden resultar incompletos debido a "contingencias" resultantes de que la agregación de las demandas domésticas más la exportación no cierra con la oferta disponible en algún momento, o se toman decisiones de inversión y especialización en ramas de la industria manufacturera que pueden no ser sostenibles si se siguiera un criterio de asignación del gas natural en función del valor económico de los usos alternativos (que tiene a los usuarios residenciales al tope de la lista).

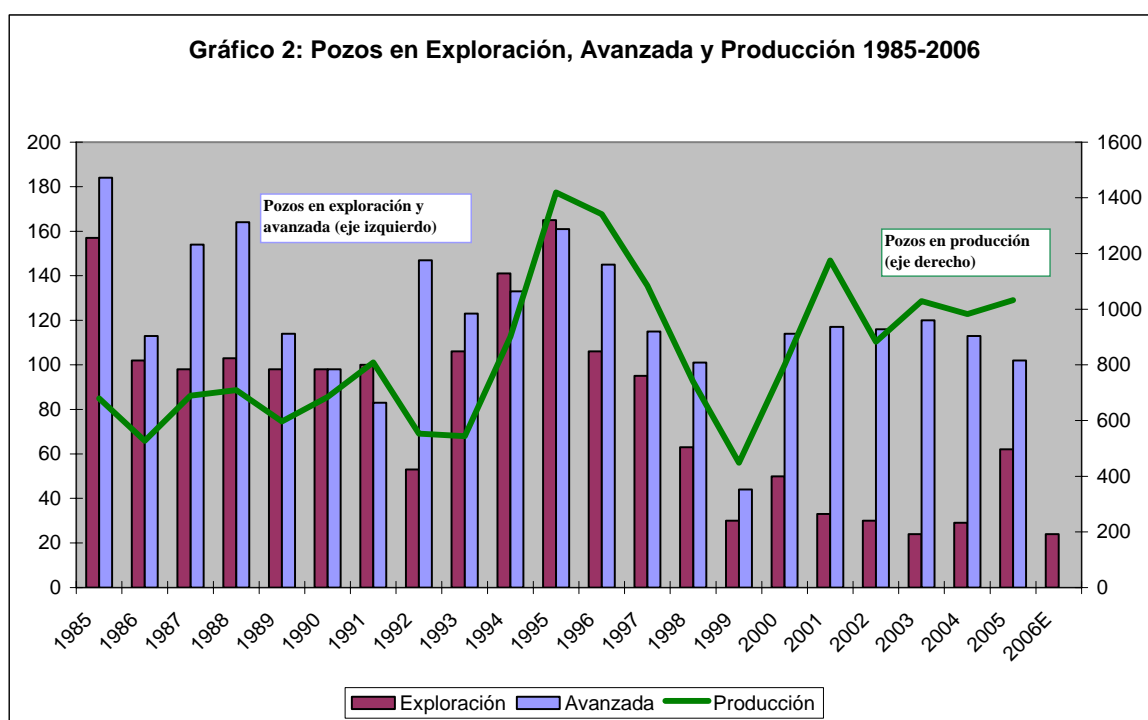
Las "culpas" a la respuesta de oferta de gas natural son de falta de dinamismo para acompañar a una demanda hiper dinámica. En rigor, en la Argentina no hubo, al menos hasta ahora, una tendencia declinante en la producción de gas natural, sino más bien todo lo contrario, como lo indicaría el patrón de penetración que muestra el Cuadro 1. En este sentido, el Gráfico 1 (tomado de Scheimberg, 2006) muestra que la producción se duplicó entre comienzos de los 90 y mediados de esta década, con reservas que aumentaron más lentamente permitiendo estar por encima del nivel "crítico" R/P hasta fines de los 90.

Gráfico 1



Fuente: IAPG

Son los saltos en la demanda de gas de la segunda mitad de los noventa y luego de 2002 (en ambos casos con la generación térmica en primera fila, pero con la industria y luego el transporte y las exportaciones haciendo lo propio) los que tuvieron una respuesta adecuada desde la oferta, hasta que se instaló el desbalance que se examina en la sección 3. Si esto es correcto entonces la actividad productiva de up-stream se mantuvo bastante dinámica en lo que a producción se refiere, pero debilitándose en la fase exploratoria. Esto es lo que indica el **Gráfico 2** que mide el número de pozos (sin diferenciar gas y petróleo) explorados y desarrollados para producción entre 1985 y 2006. Estos últimos siguen una dinámica que no es diferente de la historia mientras que la exploración declina. No es el gasto en desarrollar pozos descubiertos lo que está parado en la Argentina, como no podría ser de otro modo para sostener una demanda creciente. Es la fatiga geológica en los yacimientos más maduros como la cuenca neuquina o los bajos incentivos, relativos a la propia geología y a las oportunidades externas, elementos que vienen operando desde bastante antes de la crisis de 2002 y que se han agravado desde entonces.



3. EL MERCADO DE GAS SE QUEDA “CORTO” DESDE 2004³

Hacia fines del año 2003 existía en la Argentina poca preocupación sobre la eventualidad de una crisis energética, al margen de algunas opiniones que resaltaban el hecho de que la crisis contractual –y en particular el congelamiento tarifario por debajo de costos económicos– en los servicios públicos podía repercutir en la forma de cuellos de botella que podían conducir a situaciones de escasez en el sector energético.⁴ Sin embargo, en ambientes especializados y en el mismo ámbito oficial, empezaba a percibirse que el congelamiento del precio del gas en boca de pozo podía conducir a una retracción de la oferta (relativa al intenso crecimiento de la demanda). El boceto de lo que después serían los Decretos 180 y 181 del Poder Ejecutivo Nacional (del mes de febrero de 2004) ya estaba siendo considerado, pero sin apuros, en el mes de diciembre. Y hacia fin de ese mes, el operador del mercado mayorista de electricidad (CMMESA) produjo un estudio de crisis que concluía que no se percibían problemas de energía hasta 2005, si bien podían ocurrir problemas de potencia localizados en el invierno y condicionales a la disponibilidad de gas.

Estas dudas sobre el eventual faltante de gas en invierno y la necesidad de empezar a “ajustar” el precio del gas en boca de pozo (y, en menor medida, el precio estacional de la electricidad para grandes consumidores) fueron superadas por los acontecimientos en el transcurso del largo, caluroso y seco verano de 2004, en el que se fue desarrollando un intenso y llamativo faltante de gas natural. Que falte gas en verano, cuando la demanda estacional es baja (y existe capacidad ociosa en los gasoductos) es un síntoma inesperado, similar a que un paciente empiece a tener fiebre a la mañana temprano, cuando se suponía que el pico debía hacerlo por la tarde o noche. Es un síntoma de alguna patología en cuanto al equilibrio o balance de los mercados energéticos.

El gobierno reaccionó en febrero de 2004 con los Decretos mencionados, pero para entonces empezaba a ser evidente que mirar solamente el ajuste en el precio de gas en boca de pozo era demasiado poco y demasiado tarde para enfrentar las señales y la evidencia que se venían acumulando. Mientras que la corrección del precio del gas en boca de pozo podía tomarse como la primera –en una lista larga y todavía pendiente– de “remedios estructurales”, la crisis causada por la escasez de gas comenzó a acercarse a los titulares cuando se empezó a trasladar al sector eléctrico. Aquí, un verano demasiado seco y cálido implicaba baja oferta de base (hidráulica) y alta demanda, requiriendo elevada respuesta del parque térmico y –para una programación con bajo fuel-oil por razones técnicas y en particular económicas– un mayor uso de gas natural. Mientras que algunas usinas térmicas que no habían acumulado fuel-oil o no podían cambiar rápidamente hacia fuel oil sufrían racionamiento, la industria manufacturera enfrentaba cortes de gas y electricidad (puntuales) y buscaba soluciones contractuales para garantizar el abastecimiento.

Las cosas obviamente no quedaron ahí. Mientras que el faltante de gas natural –y los cortes a las exportaciones a Chile y la escasez para usuarios industriales– se profundizaban, el Gobierno puso en marcha una seguidilla sin precedentes de Resoluciones emanadas de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Planificación, que iban surgiendo a modo de “*trouble-shooting*” en respuesta a

³ Esta sección usa y extiende el esquema propuesto en *Cont y Navajas (2004)* y *Navajas y Cont (2005)*.

⁴ Ver por ejemplo, *Navajas (2003)*.

la dinámica del desbalance que se enfrentaba y cuya enumeración o descripción solamente insumiría todo este tabajo.⁵

Frente a esta evidencia que se acumulaba, el gobierno negó en todo momento la existencia de una crisis y al mismo tiempo osciló entre dos explicaciones favoritas: baja respuesta de oferta porque las empresas no hicieron las inversiones "requeridas" y fuerte crecimiento de la demanda de energía por elevado crecimiento económico y por una política de integración (exportaciones) equivocada. La "no-crisis" fue así "explicada" con absoluta prescindencia de las señales de precios emanadas de la intervención contractual iniciada en enero de 2002. En particular, el crecimiento de la demanda se explicaba, y se explica hoy, con total independencia de los precios directos y relativos.

Lo cierto es que los mercados energéticos son, desde un punto de vista económico, un ejemplo paradigmático de mercados interrelacionados. Por un lado, existen fuertes relaciones de sustituibilidad en la demanda de gas y combustibles líquidos, y por otro lado, existen relaciones verticales debido a que el gas natural es un insumo importante en la generación eléctrica. Que las elasticidades-precio de la demanda de energía no son cero o insignificantes es una evidencia largamente documentada en la Argentina (ver, por ejemplo, Banco Mundial, 1990; FIEL, 1995a) y, desde luego, a nivel mundial (Pindyck, 1979; Donnelly, 1987; Bacon, 1992). Entre los más importantes, los combustibles líquidos como el fuel oil/gas oil son los "referentes" para la sustitución y utilización del gas natural en la generación eléctrica y la industria mientras que el precio de la nafta en relación con el gas natural comprimido define la magnitud y velocidad de la conversión del parque automotor hacia GNC. Los niveles deprimidos de los precios de la electricidad y el gas (en términos absolutos y relativos a los referentes) aportan de este modo un elemento decisivo para que la expansión de demanda sea intensa. En síntesis, desde un punto de vista económico, existen a priori sobradas razones para sospechar que el efecto de demanda tiene detrás el cambio de precios relativos post congelamiento tarifario.

Una anatomía simple

Si hasta 2003 todo venía sin problemas ¿qué cambió en 2004 para que emergiera semejante desbalance? ¿fue la oferta, la demanda, el shock hídrico, las exportaciones? ¿Se puede descomponer la responsabilidad de estos factores? Estas preguntas, con miras a hacer un escrutinio del argumento oficial, fueron las que motivaron el ejercicio de Cont y Navajas (2004).

Una representación simple del desbalance debe realizarse mirando conjuntamente a los mercados de electricidad y gas natural. El Cuadro 2 resume la representación adoptada. Dado que el desbalance se manifiesta en un faltante de gas natural, la representación empieza en el mercado eléctrico a partir de la demanda de energía eléctrica (1) a la que se le resta la oferta de generación de base (hidráulica (2) y nuclear (3)) y luego el intercambio comercial de energía eléctrica (exportaciones (4) menos importaciones (5)) para llegar (por medio de coeficientes fijos) a los requerimientos de gas natural para generación eléctrica (6).

⁵ Para los que quieran profundizar en este tema, que sin duda es relevante para entender el sector, les recomiendo, en el caso del gas natural, tomar el árbol genealógico que comienza con la Resolución 265/04 (marzo, 24) de la Secretaría de Energía, se estructura luego a través de la Resolución 659/04 (junio, 16) y sus modificatorias sucesivas y que se extiende hasta el presente en la Resolución 1329/06 (setiembre, 19).

Del lado del mercado de gas, se parte de la oferta doméstica de gas natural (7) restándole el intercambio comercial (exportaciones (8) menos importaciones (9)) y la demanda de gas natural (10), la que en este caso se puede abrir en sus componentes (segmentos regulados (10.1); industria (10.2) y Gas Natural Comprimido (GNC) (10.3). La diferencia neta resulta en el gas natural disponible para generación eléctrica.

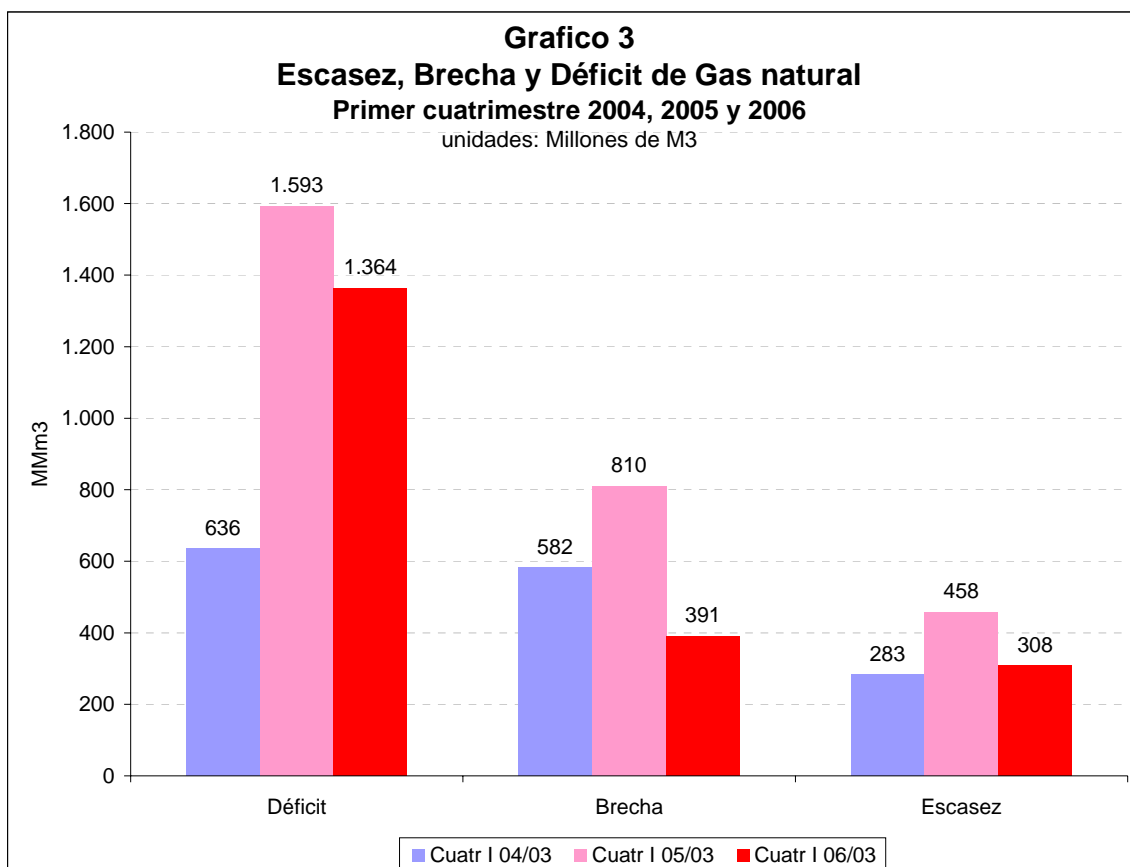
Cuadro 2

Descomposición del Balance Electricidad y Gas Natural	
1. Demanda de Energia Electrica menos Oferta de Base 2. Generacion Hidráulica 3. Generacion Nuclear menos Intercambio comercial de E. Eléctrica 4. Exportaciones menos 5. Importaciones igual 6. Requerimientos de gas del sector eléctrico	7. Oferta doméstica de Gas Natural menos Intercambio Comercial de Gas Natural 8. Exportaciones menos 9. Importaciones menos 10. Demanda de Gas Natural 10.1. Segmentos regulados 10.2. Industrial 10.3. GNC igual 11. Disponibilidad de gas para el sector eléctrico
Medidas de crisis energética 12. Escasez = Requerimientos menos Disponibilidad (6 - 11) 13. Brecha = Escasez menos Cortes de Gas a Usuarios Domésticos 14. Déficit = Brecha menos intercambio comercial de Gas Natural	

A partir de estas definiciones, que en todos los casos contienen ecuaciones de comportamiento, se puede llegar a medidas alternativas del desbalance. Nosotros llamamos “*escasez*” al faltante de gas para generación eléctrica, “*brecha*” a dicha diferencia más los cortes a los usuarios domésticos (principalmente industriales) y “*déficit*” a la definición anterior de brecha que incluye los cortes a las exportaciones (principalmente a Chile) e incorpora las importaciones de gas boliviano. Claramente un país puede tener una escasez (o desbalance en la generación térmica) nula, pero hacerlo a costa de cortes a los usuarios domésticos o a los usuarios externos (exportaciones) o de mayores importaciones de Bolivia, en cuyo caso las tres medidas se complementan bien en el diagnóstico del desbalance.

Antes de que la crisis de 2004 se materializara, la Argentina tenía una escasez cercana a cero, con una brecha y déficit energético negativos (es decir, superávits en ambos casos) dado que no había cortes a la industria y las exportaciones eran netas positivas y equivalentes al 15% de la demanda doméstica. Al cabo de pocos años, la situación energética de la Argentina ha cambiado radicalmente. El Gráfico 3 muestra el cambio en las medidas de escasez, brecha y déficit correspondientes al primer cuatrimestre de los años 2004, 2005 y 2006, en comparación con el primer cuatrimestre de 2003. Luego de hacer un pico en 2005, la escasez se situó en aproximadamente 2.5 millones de m³ día en el primer cuatrimestre de 2006, lo cual es un número significativo si se tiene en cuenta el salto, respecto de 2004, de la hidráulicidad para generación eléctrica (que equivale a “liberar” gas natural) y que para el segundo cuatrimestre del año la cifra tiende a elevarse considerablemente por razones estacionales. De hecho, una simulación del gas

“liberado” por el efecto de mayor generación hidráulica (respecto de abril de 2004) da como resultado para el primer cuatrimestre de 2006 un equivalente a 7 millones de m³ día⁶. La mayor disponibilidad de agua resultó equivalente a la capacidad de importación actual desde Bolivia y desactivó el efecto doméstico del desbalance.



Precisamente la mayor disponibilidad de gas natural por el ciclo hídrico hizo que en el primer cuatrimestre de 2006 los cortes a la industria fueran bajos respecto de los dos años anteriores, por lo que la medida de “brecha” equivale a 3.3 millones de m³ día. Finalmente si a este desbalance se le agregan los intercambios externos de gas natural, la Argentina exhibe un déficit superior a los 11 millones de m³ día.

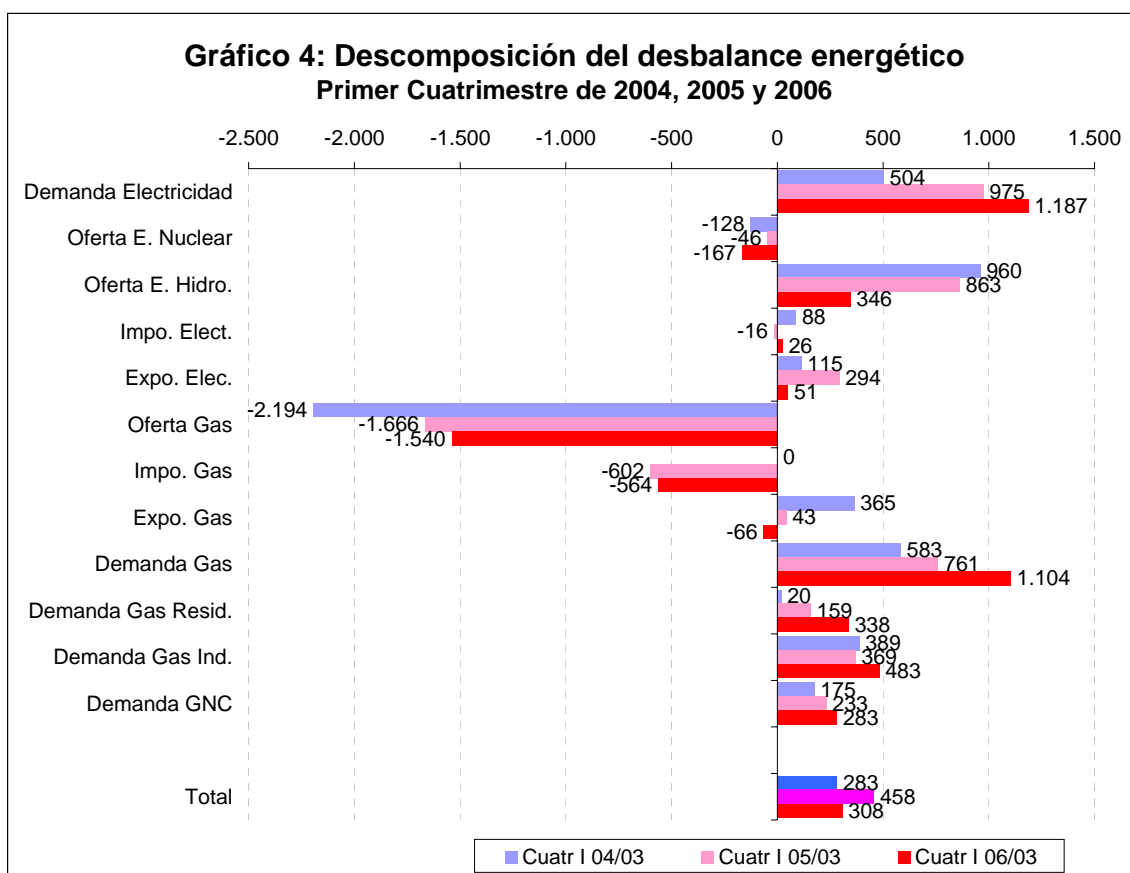
Es cierto que la definición de “déficit” adoptada es nominal dado que incluye los cortes a Chile y puede ser debatible tomar a los compromisos de exportación pari pasu con la demanda doméstica para definir un desbalance. Pero el punto que esta medición ilustra es que en 2004 el mercado de gas argentino no “cerró” por primera vez en mucho tiempo y que la suma de las demandas que se venían materializando no pudieron cumplirse.

⁶ Esta cifra del gas “liberado” por mayor generación hídrica casi se duplicó en el segundo cuatrimestre de este año. Aún así, si se considera que la utilización de fuel-oil para generación rondó el equivalente de 7 millones de m³ día en este período, puede darse cuenta de que el desbalance latente o estructural en el mercado de gas natural es muy superior a la medida de escasez estimada en el primer cuatrimestre de 2006.

¿Oferta o Demanda?

Los cambios en las categorías del Cuadro 2 pueden además permitir evaluar el rol de los determinantes de oferta y de demanda en las variaciones observadas de la “escasez” energética. El **Gráfico 4** ilustra la descomposición de los efectos debidos a los cambios en los componentes del Cuadro 1, explicando la variación de la escasez energética, siempre tomando los primeros cuatrimestres de 2004, 2005 y 2006 respecto de 2003.

El Gráfico permite visualizar que las demandas de electricidad y gas natural han sido a lo largo de estos tres años los principales “drivers” del desbalance y que, contrario a la hipótesis inicial oficial, la oferta de gas respondió positivamente como un atenuante de la crisis. Esto puede decirse sin perjuicio de que existan problemas estructurales en la oferta gasífera argentina, como se ilustró en la sección anterior. Lo cierto es que la producción doméstica y en menor medida las importaciones de Bolivia fueron los principales elementos que atenuaron la crisis, si bien los indicios de que la producción se desacelera aparecen claramente en el Gráfico. Las dos demandas, tanto de electricidad (que no puede ser descompuesta en sus segmentos para la frecuencia aquí estudiada) como la de gas natural (en todos sus componentes) muestran un rol cada vez más protagónico. Por último el shock hídrico fue muy importante en la explicación del desbalance en 2004 pero pierde relevancia relativa en las condiciones actuales. Las exportaciones de gas habían contribuido al desbalance en 2004 (por el salto en los envíos respecto de 2003) pero luego revirtieron su posición volviéndose cada vez más contributivas a “resolver” el desbalance. La aparición de desbalances en el mercado de gas argentino que llevan a que los envíos no puedan cumplirse, sean por razones estructurales o ahora debido a intervenciones directas o indirectas de política energética posteriores a 2002, generan contingencias que hacen incompletos los contratos que soportan los intercambios de gas y la infraestructura que los mismos utilizan (Navajas, 2006).



La mayor demanda ¿es crecimiento, output mix o precios?

Si se acepta que el crecimiento de la demanda de electricidad y gas son dos factores fundamentales para explicar el desbalance en el mercado de gas natural en la Argentina, sin desconocer problemas estructurales del lado de la oferta (pero que no son los “responsables prima facie” del desequilibrio observado entre 2004 y 2006), el siguiente paso corresponde a la indagación de los determinantes de la dinámica de la demanda.

Existen tres razones posibles, y en principio complementarias entre sí, para explicar el crecimiento de la demanda. La primera, y favorita oficialmente, apunta a la recuperación intensa de la economía argentina desde la crisis de 2002. Esta asociación es lógica pero no puede explicar porqué una economía que en 2005 se alcanzó los valores de producto agregado similares a los del máximo anterior (1998) consume significativamente mucha más energía eléctrica y gas natural. La elevación post crisis de la intensidad energética es bastante destructiva para este argumento además de mostrar, desde el punto de vista energético, que se complica el patrón de largo plazo señalado al comentar el Cuadro 1.

Aquí entra la segunda explicación, que apunta al hecho de que la devaluación de 2002 produjo una reasignación de la producción hacia sectores productores de bienes transables (como la

industria manufacturera y, dentro de ella, la industria de procesos o de bienes intermedios) que son más intensivos en energía que los bienes no transables (como los servicios). Esta explicación es a priori también plausible, si bien se requiere una reasignación masiva de la producción para explicar semejante aumento de la demanda de energía por unidad de producto (cuando de hecho la producción industrial argentina ya estaba en los 90 bastante especializada en commodities industriales). Al mismo tiempo, la evolución de la demanda de gas natural muestra que el sector industrial no es el único o principal "driver" en la demanda de gas. Aparecen otros segmentos, como el GNC, que no pueden ser explicados por la hipótesis de reasignación de la producción a sectores energo-intensivos y que en cambio alertan sobre el rol de los precios relativos.

Finalmente, el rol de los precios pone al descubierto decisiones de política de precios que podría ser copartícipe primaria de lo que estamos observando. Es razonable pensar que, para un rango también razonable de elasticidades-precio de la demanda de energía, los niveles de precios reales observados desde 2002 en adelante tienen que haber estado detrás del impulso de las demandas de electricidad y de gas natural que se evidencia en el Gráfico anterior. En Cont y Navajas (2004) y Navajas y Cont (2005) se coteja el cambio (respecto de la situación pre-crisis en 2001) del consumo de electricidad y gas en 2004 y 2005, con la correspondiente variación que tuvieron el precio real y el ingreso (relevantes para la demanda en cuestión). Los datos sugieren que aún con elasticidades-precio de demanda bajas,⁷ los precios tienen que haber sido un elemento importante a considerar en la explicación de las variaciones de demanda observadas.

Suponer, postular o aún estimar elasticidades-precio de demanda siempre está expuesto al manto de crítica, basado en la existencia de relaciones de tipo coeficiente-fijo (para decisiones de equipamiento), en la calidad de los datos y en los métodos de estimación. En esta presentación, en cambio, me voy a referir a algunas mediciones que muestran por qué los otros dos elementos mencionados, crecimiento y output mix, sólo pueden explicar una parte limitada de la recuperación de la demanda. El **Cuadro 3** muestra el resumen de un ejercicio que compara la intensidad energética en 2005 versus 1998 y utiliza los coeficientes de intensidad en electricidad y gas natural implícitos en la matriz de insumo producto de 1997 para simular el efecto que los cambios en la estructura de los sectores de la economía (que se reportan en las cuentas nacionales a costo de factores) y en la estructura de la industria manufacturera (que se reporta en el índice de producción industrial de FIEL) pueden haber tenido en la intensidad energética en la economía y en la industria manufacturera. Los resultados indican que el argumento de "output-mix" no se verificaría para la economía en su conjunto, pero serían más importantes en la industria manufacturera, explicando de todos modos sólo una fracción del aumento en la intensidad energética (más importante en gas natural).

⁷ En Cont y Navajas (2004) se estiman, a partir de ecuaciones econométricas simples, estas elasticidades-precio (e ingreso) de corto y largo plazo, las que se ubican en un intervalo amplio que va desde 0.10 para la elasticidad-precio de corto plazo de la demanda de gas residencial hasta 0.7 que se estima para la elasticidad-precio de largo plazo de la energía eléctrica

Cuadro 3		
Evaluando el Crecimiento de la Demanda de Energía en la Argentina 2005 vs. 1998		
Hoja de Datos		
Crecimiento del PBI		4,9%
Crecimiento de la Industria		6,5%
Crecimiento de la Demanda Total		
Electricidad		28,4%
Gas Natural		27,1%
Crecimiento de la Demanda Industrial		
Electricidad		28,3%
Gas Natural		14,1%
Intensidad Energética 1998=100		
Economía		
Electricidad		122
Gas Natural		121
Industria Manufacturera		
Electricidad		120
Gas Natural		107
Simulando el efecto "Output Mix" 2005 vs. 1998		
		Crecimiento de la Intensidad
		Gas Nat. Electricidad
Economía	-0,1%	-0,6%
Industria Manufacturera	4,2%	5,0%

¿Fue el efecto de output mix sobre la intensidad energética de la industria entre 1998 y 2005 debido al cambio de precios relativos de 2002? Algunas mediciones preliminares indican que no. Los **Gráficos 5 y 6** muestran simulaciones de la posible evolución del efecto de cambios en la estructura de la industria manufacturera en la intensidad de uso de la energía eléctrica y el gas natural en el sector a lo largo de un período más largo, utilizando los datos mensuales del IPI de FIEL y la estructura de intensidades relativas implícita en la matriz insumo-producto.⁸

⁸ El cambio en la intensidad energética de la producción industrial se debe a cambios en la intensidad en cada rama industrial y a cambios en la estructura (output mix) de la producción. Definiendo intensidad por agregación de cada rama "i", donde e/q es la intensidad y q es el nivel de producción se tiene, en los momentos "0" y "t" que

$$IE_0 = E_0 / Q_0 = \sum_i \frac{e_{i0}}{q_{i0}} \cdot \frac{q_{i0}}{Q_0} \quad \text{donde } Q_0 = \sum_i q_{i0} \quad IE_t = E_t / Q_t = \sum_i \frac{e_{it}}{q_{it}} \cdot \frac{q_{it}}{Q_t}$$

$$\frac{IE_t}{IE_0} = \sum_i \frac{e_{it} / q_{it}}{\sum_i \frac{e_{i0}}{q_{i0}} \cdot \frac{q_{i0}}{Q_0}} \cdot (q_{it} / Q_t) \quad (1)$$

Suponiendo que la intensidad al interior de cada rama industrial es la misma en el tiempo, el único efecto que subsiste para cambiar la intensidad son los cambios en las participaciones de cada rama en la producción industrial. La expresión (1) se computa iterativamente partiendo de una estructura base y tomando la estructura de intensidades energéticas que se hallan implícitas en los datos de la matriz insumo-producto

Los resultados indican que modificaciones en la estructura industrial argentina provocaron aumentos en la electro-intensidad y gas-intensidad del orden del 10% y 8%, respectivamente, entre 1993 y 2006, con saltos similares entre 1998 y 2002 del orden del 5% (coincidentes con lo medido en el Cuadro 3 sobre datos anuales). Pero este proceso de cambio estaba detenido desde 2002.

En síntesis, la intensidad energética ha subido significativamente indicando que hay algo más que crecimiento del producto. Parte de esto puede deberse a un cambio en la estructura productiva pero sólo para el caso de la industria manufacturera. Y aún en este caso, las simulaciones tenderían a mostrar que se trataría de un fenómeno anterior a 2002. Es difícil rechazar el rol de los precios en parte de esta demanda hiper-activa en todos estos años, al menos para algunos segmentos menos mecánicos (o de tipo coeficientes-fijos) que la demanda de gas para generación eléctrica.

Gráfico 5: Cambio en la "Electro-Intensidad" de la Producción Industrial por Efecto de Output-Mix 1993-2006

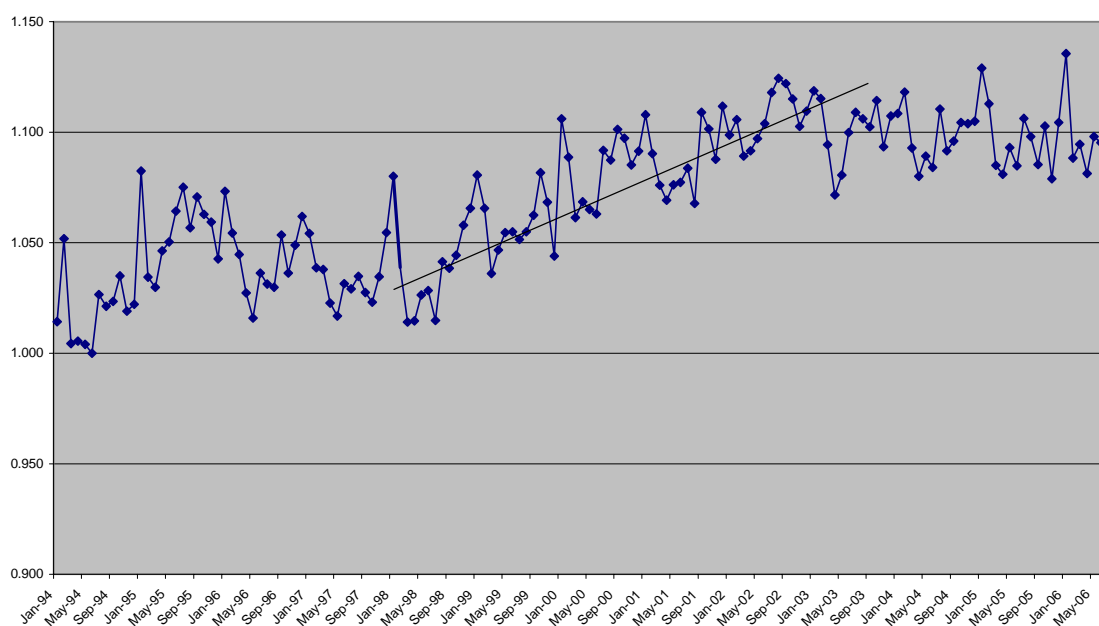
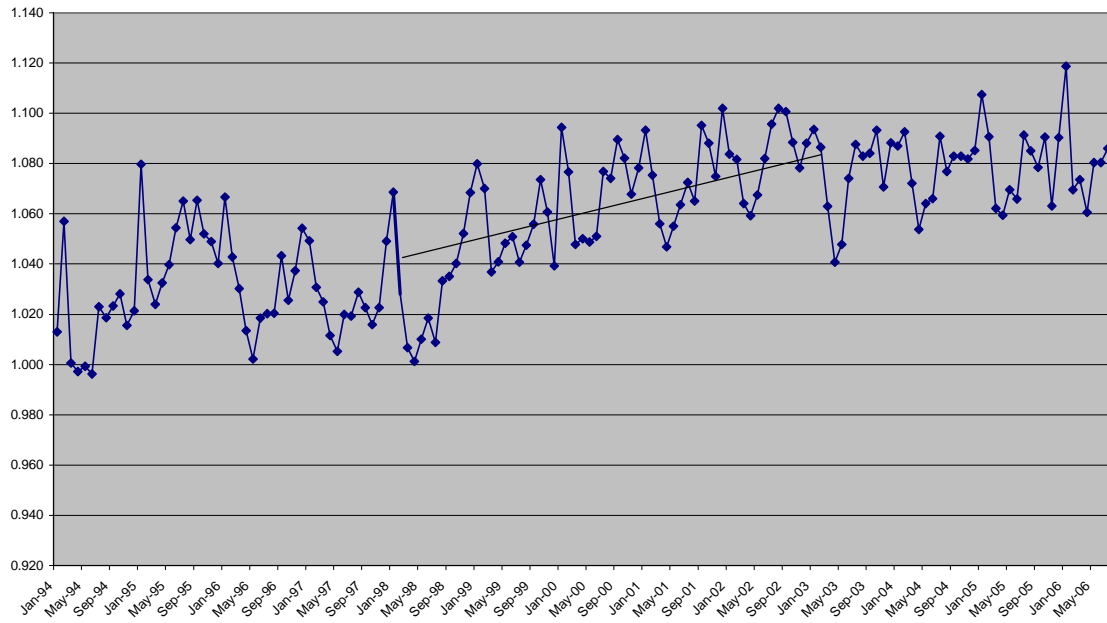


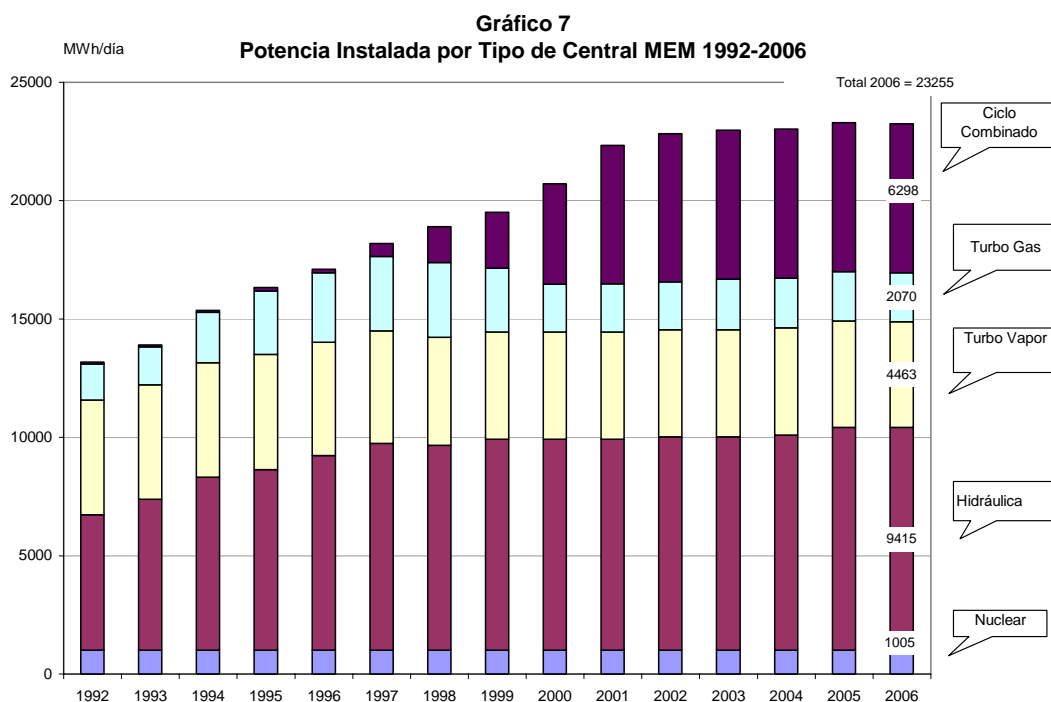
Gráfico 6: Cambio en la "Gas-Intensidad" de la Producción Industrial por Efecto de Output-Mix 1993-2006



4. EL MERCADO DE POTENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SE QUEDA “CORTO”

Semejante despliegue de la demanda de energía eléctrica, para una oferta de potencia apoyada en una selección de técnicas (de una función de producción agregada de energía eléctrica) sesgada a un hidrocarburo que se queda corto, llevaría a que los problemas tarde o temprano se trasladen al sector eléctrico, a menos que la expansión de la capacidad sea dinámica y basada en un esquema que “encuentre” más gas natural, o bien se prepare para usar más capital.

El Gráfico 7 muestra la descomposición del incremento en la capacidad nominal del parque generador eléctrico de la Argentina entre 1992 y 2006. La selección de técnica aludida implicó que el rol de las usinas a ciclo combinado (que junto con la de turbo gas y turbo vapor se van a apoyar en el consumo de gas natural) expliquen gran parte de dicho crecimiento, con adiciones de capacidad de usinas hidroeléctricas y nada de nuclear. Dada la maduración de las inversiones, el efecto se hace muy visible a lo largo de los 90s, obviamente reflejando un paradigma de amplia aceptación y con efectos positivos visibles en el precio mayorista de la energía. El sesgo hacia los ciclos combinados tiene varias facetas, referidas al costo-efectividad, confiabilidad y riesgos que son muy diferentes dependiendo de si el gas natural se halla disponible (es decir dependiendo de su precio sombra) o no.



El **Cuadro 4** descompone el crecimiento entre 1992 y 2006, en la capacidad representada por la potencia instalada según reporta CMMESA, supone cómo serán los próximos cuatro años a partir de proyectos ya en marcha y otros factibles y luego hace una cuenta conjetural de cómo sería la estructura de contribuciones en un escenario (sin plazos) en el que no se dispone de gas natural. Entre 1992 y 2006 se agregaron alrededor de 10 mil MW de potencia y 60% via termo generación a gas natural y combustibles alternativos y algo menos de 40% en centrales hidroeléctricas, aproximadamente. Para el período 2006-2010 se suponen 3900 MW adicionales suponiendo que en el período se termina Atucha II, la elevación de la cota de Yacireta⁹, se agregan las dos centrales de ciclo combinado (CC) recientemente licitadas y se agregan pequeñas unidades a turbo gas (TG) y a carbón mineral (CM) que pueden ayudar a sobrellevar el faltante "transitorio" de gas natural hasta que entra el gas boliviano en toda su magnitud. Esto cambia las "contribuciones" a la expansión, de la capacidad, acomodándose a un escenario en el que el mercado de gas natural permanece "corto". Finalmente se supone un escenario hipotético en el que, dado el faltante más estructural o permanente de gas natural, las adiciones tienen que sesgarse más "afuera" todavía del patrón histórico reciente. Esto es puramente conjetural (para realizar una cuenta que quedará más clara en un momento) pero de todos modos supongamos que elevamos la participación, siempre incremental, de la energía hidráulica a 60% y la nuclear a 20%, bajamos el ciclo combinado a 10% (presumiblemente utilizando GNL) y mantenemos levemente más baja la participación del carbón mineral, pero ahora con centrales de tecnología más limpia (CME). Obsérvese que el ejercicio significa reemplazar el gas natural, en el margen, de un modo más intenso de lo que ocurrirá en 2006-2010.

Cuadro 4

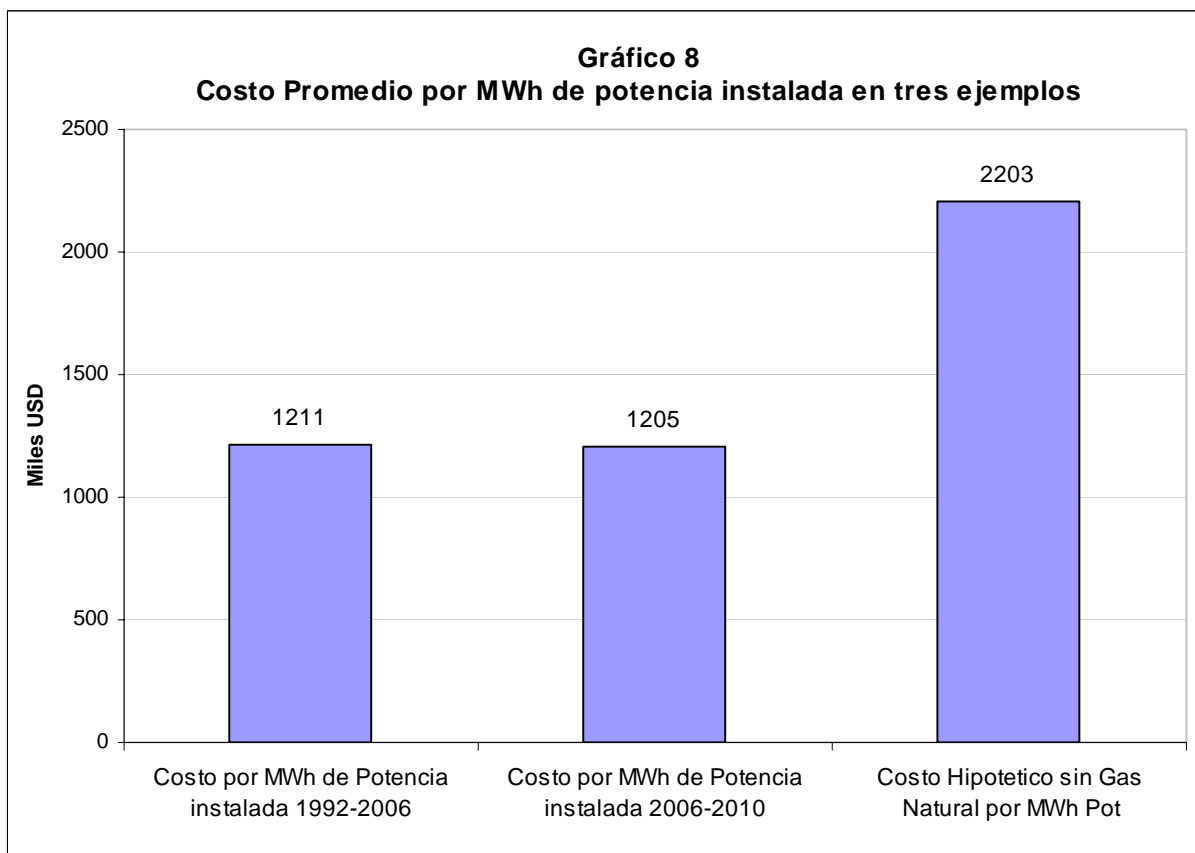
Contribuciones al crecimiento de la Potencia Instalada de Generación Eléctrica: Historia, Presente y Conjeturas

	Crecimiento de la Potencia Instalada 1992-2006	Contribucion al Crecimiento de la Potencia Instalada 1992-2006	Crecimiento de la Potencia Instalada 2006-2010	Contribucion al Crecimiento de la Potencia Instalada 2006-2010	Contribucion Hipotética sin Gas Natural
	MWh	%	MWh	%	%
Nuclear	0	0%	700	18%	20%
Hidro	3694	37%	1000	26%	60%
TV	-361	-4%	0	0%	0%
TG	565	6%	400	10%	0%
CC	6215	61%	1600	41%	10%
CME	0	0%	0	0%	10%
CM	0	0%	200	5%	0%
TOTAL	10113	100%	3900	100%	100%

Fuente: elaboración propia, los datos históricos son de CMMESA

El argumento de que el cambio en la selección de técnicas en la función agregada de producción de electricidad implica mayor capital es ahora obvio si se visualiza el cuadro anterior y se proponen costos unitarios por MW de capacidad o potencia para cada una de las alternativas expuestas. El Gráfico 8 resume un ejercicio de este tipo para las tres configuraciones presentadas en el Cuadro 4, asumiendo valores unitarios para cada tipo de tecnología.

⁹ Una parte de la elevación de la cota de Yacireta ya esta contabilizada en el promedio 1992-2006, por lo que la participación post crisis 2002 de la generación hidro es mayor que lo que se sugiere en el período 2006-2010.



Dados los distintos valores unitarios del MW de potencia supuestos para cada tecnología¹⁰, el resultado es que el costo unitario del patrón histórico 1992-2006 de adiciones realizado por la Argentina estuvo en el orden de los 1200 millones de dólares por cada 1000 MW de capacidad adicional. Esto no quiere decir que ése haya sido el costo contable o histórico, dado que sabemos que los proyectos de hidro y núcleo generación vinieron con costos ex-post muy elevados. La estimación sirve, usando valores unitarios conjeturales, para establecer un “benchmark” sobre el que estimar a cuánto ascenderían esos costos económicos suponiendo ausencia de despilfarro y dada la nueva configuración de las adiciones a la capacidad de generación. En la configuración de los próximos años sería similar aún cuando se apoya en modos más capital intensivo de producción de energía (básicamente porque la expansión hidro de subir la cota de Yaciretá no representa el verdadero costo de la teconología). Pero el costo unitario aumenta 80% en el caso de tener que adoptar un patrón todavía más alejado del histórico reciente.

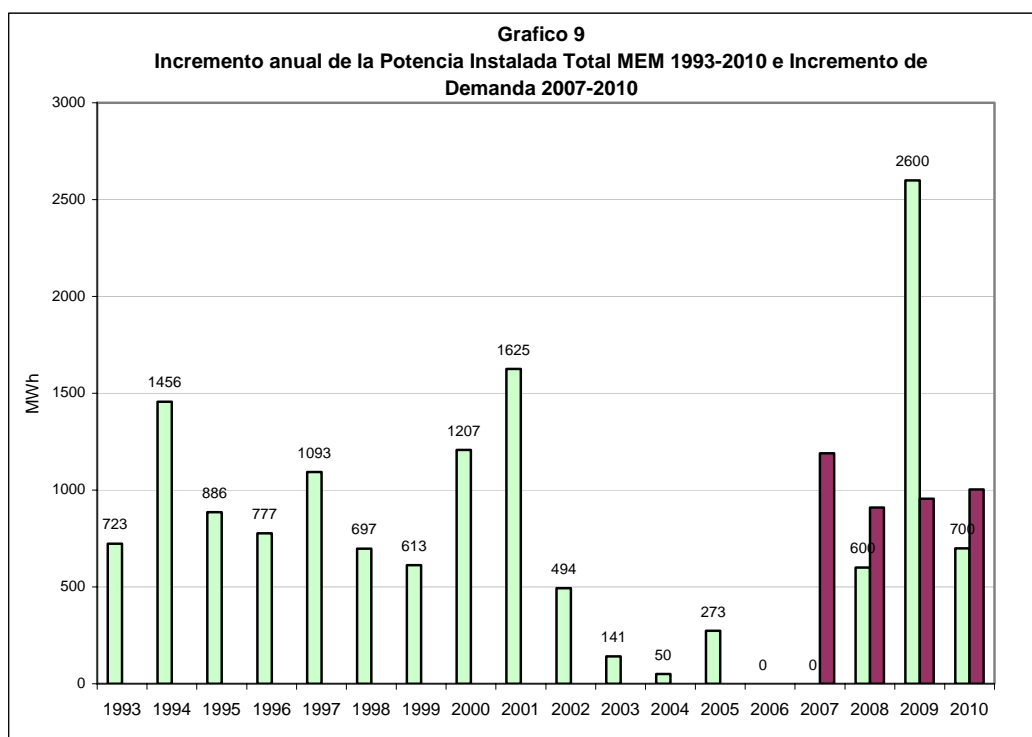
Esta cuenta parece manejable. No asusta, ni persigue ese motivo. Si la expansión de la capacidad de generación eléctrica va a requerir alrededor de $1000 \cdot (1+g)$ MW por año, donde “g” es la tasa de crecimiento de la demanda, importa saber que el viraje hacia formas más capital intensivas va

¹⁰ El ciclo combinado se toma a 625 dólares el kW que surge de la licitación reciente, 2300 dólares para la hidro (1300 para terminar Yacireta), entre 1400 y 1800 para las centrales a carbón y 2800 para la nuclear. El US DOE estima para EEUU un ratio (respecto del ciclo combinado a gas) de costos de capacidad de 2.7 para el carbón y 3.8 para nuclear.

a demandar más gasto de capital. Pasar de 1200 millones puestos por el sector privado bajo una gobernación contractual determinada a 1200 o 2200 en que aparecen subsidios parciales o totales por parte del sector público no es poco relevante para la economía de la energía argentina. Ese es el punto simplemente. La salida del gas natural de la matriz no es inocua, en lo referente a generación eléctrica, a los efectos de los requerimientos de gastos de capital y posiblemente el nivel de ahorro público y agregado de la economía.

Hasta ahora hablamos de cambios en la estructura de las adiciones de potencia de generación eléctrica sin referirnos al título de esta sección, ni decir porqué este mercado se queda "corto". Por cierto 3900 MW no es poco en la perspectiva del Cuadro 4 si no fuera porque venimos de una "siesta" inversora que va a terminar no agregando nada o muy poco en alrededor de 5 años consecutivos.

El **Gráfico 9** muestra esta historia y la extiende hasta 2010, bajo los supuestos de la expansiones 2006-10 hechos en el Cuadro 4 y distribuidos anualmente en base a anuncios y supuestos (no hay nada en 2007, 600 MW supuestos en 2008, 2600 MW en 2009 cuando entran a pleno las centrales de CC y la cota plena de Yacireta y 700 MW en 2010 con Atucha II). También se agrega la demanda anual desde 2007 en adelante, partiendo de la utilización "efectiva" actual de la potencia y adicionando 7% para 2007 y 5% anual para 2008-10. Suponiendo que en 2006 la capacidad de generación alcanzó un nivel pleno para un funcionamiento "seguro" para una hidraulicidad media, resulta que el bienio 2007-2008 representa una travesía que se expone a riesgos de shocks de oferta y demanda, con el año 2007 siendo tal vez el período más comprometido.



5. COMENTARIOS FINALES

La Argentina entró en 2002 en un “energo-crunch” que va a durar hasta el año 20XX, dependiendo de cómo se resuelven algunos de los problemas que se plantean en los tres niveles de discusión que se presentan en este trabajo. Los argumentos de este trabajo han sido básicamente tres.

En primer lugar, existen elementos y estudios o advertencias lejanas que sugieren que el problema que hoy observamos está montado sobre un patrón de uso de la energía que no satisfizo condiciones de balance (agregación) para la dinámica de producción aportada por la geología. No hay nada culposo en hacer lo que hicimos en materia de la introducción del gas natural en nuestra economía, sólo que las decisiones descentralizadas fueron demasiado rápido y sin considerar consistencia agregada. Yo tengo una visión positiva en la expansión a largo plazo de la base de recursos naturales de la Argentina, como lo argumenté anteriormente (Navajas, 2006a) y la energía no es para mí una excepción. Creo, sin embargo, en la evidencia que apunta al desbalance estructural creado por falta de un manejo más ordenado de la demanda y los balances.

En segundo lugar, la elección del año 2002 para el fechado del energo-crunch muestra la interacción fatal con la reversión de un esquema regulatorio que redujo los precios, destruyó incentivos en una economía de incentivos y en donde la oferta del lado del sector público no tiene capacidad de respuesta para llenar los vacíos que se produjeron. Si existía un patrón de demanda inconsistente, éste se exacerba de 2002 en adelante por la determinación de las señales. Nuestra descomposición del desbalance en el mercado de gas natural muestra un rol de la demanda que no puede ser explicada solamente por la recuperación, tiene poco debido a un posible cambio en la estructura productiva y finalmente apunta a las señales de precios. Si dado el desbalance estructural latente no puede decirse que el problema sea sólo regulatorio, es evidente que la desarticulación de lo que venía funcionando en los ‘90s agregó bastante al desbalance.

En tercer lugar, la reversión del esquema de incentivos paró la expansión de la capacidad en generación eléctrica mucho más allá del ciclo de stop-go que se venía dibujando en el esquema de los ‘90s. Mientras la Argentina vira hacia adiciones a la capacidad que están siendo motorizadas por operaciones fiscales o para-fiscales, se argumentó que el costo del MW adicional de capacidad va a camino a elevarse substancialmente respecto del paradigma vigente en la década pasada si debemos movernos a técnicas más capital intensivas. El “timing” de las adiciones deja un vacío visible en 2007 y parte de 2008.

El “20XX” en dónde finalice este energo-crunch depende de varios supuestos o condicionantes, dado lo dicho hasta aquí. Un ingrediente crucial en esta especulación es si pensamos que los incentivos y las señales de precios se van a revertir o prolongar. Dadas las circunstancias, el “cuándo” pasa a ser una dimensión crítica en esta materia. Dado esto y si insistimos confiados, como parece, en el mismo patrón de uso de energía (dado que los costos presentes de salirnos del mismo son percibidos como mucho mayores que el valor presente de los costos futuros de proseguir en el mismo, a tasas de descuento bastante hiperbólicas) el ingreso del gas boliviano o bien las señales a nuestra oferta van a reconstituir el balance en el entorno del año 2010. Preguntarse si es confiable o seguro importar más de 20% de nuestro principal energético es tan relevante y vigente como preguntarles qué opinan a nuestros vecinos en Chile y Brasil.

Aún cuando salgamos adelante con el gas boliviano o argentino, en el mejor de los escenarios no vamos a poder evitar el “crunch” en la capacidad de generación que va a observarse en 2007. La cuantificación de los verdaderos riesgos que estamos corriendo es uno de los problemas que más atraen y al que no me he referido porque involucra tener bases de datos importantes referidas a capacidad efectiva, riesgos por uso de combustibles y estado de los equipos, por no mencionar modelos de funcionamiento del despacho. Esta es una de las avenidas en donde tenemos que dirigir nuestros esfuerzos de investigación y aquí también –como en el caso del ejercicio de la “anatomía simple”- estoy confiado que modelos simples (relativamente hablando, respecto de los modelos reales de despacho) pueden servir para determinar relaciones técnico-económicas clave para cuantificar y explicar fenómenos.

REFERENCIAS

- Bacon R. (1992), "Measuring the Possibilities of Interfuel Substitution", Working Paper WPS 1031, World Bank.
- Banco Mundial (1990), Argentina: Energy Sector Study, Report N° 7993-AR, February 26, 1990.
- Cont, W. y F. Navajas (2004), "La Anatomía Simple de la Crisis Energética en la Argentina", Documento de Trabajo de FIEL, N°82, Agosto.
- De Pablo J. C. (2006), Economía para todos (Términos y Biografías), Buenos Aires: La Ley.
- Donnelly W. (1987), The Econometrics of Energy Demand, New York: Praeger.
- FIEL (1995a), "DEMIS: Demand Forecasting Integrated System", Modelo de Simulación del Mercado de Hidrocarburos de la Argentina. Mimeo, Marzo.
- Navajas, F. (1992), "Grupos de Presión y Estructuras Tarifarias", Estudios, Año XV, N°63, julio-diciembre.
- Navajas, F. (2003), "Some Remarks on Sectoral Reform in Argentina", Conference on Sectoral Reform, Stanford Center for International Development, Stanford University, November.
- Navajas, F. (2006a), "Perfil Productivo: de los precios de frontera a los contratos incompletos", primer seminario "Una Estrategia de Desarrollo para la Argentina", EPG-UNSAM y GESE-IAE-Universidad Austral, Pilar, Abril 5.
- Navajas F. (2006b), "Infrastructure Integration and Incomplete Contracts: Natural Gas in the Southern Cone", forthcoming, Latin America/Caribbean and Asia/Pacific Economics and Business Association, Third Annual Meeting, Seoul, November.
- Navajas F. y W. Cont (2005), "Uma Anatomia da Crise Energetica Argentina", Cadernos Adenauer, Brasil, IV, N°4, pp.87-105.
- Pindick R. (1979), "Interfuel Substitution and the Industrial Demand for Energy: An International Comparison", Review of Economics and Statistics, vol.61, pp.169-79.
- Scheimberg S. (2006), "Petróleo y Gas: Upstream y Downstream", mimeo, Septiembre.
- Secretaría de Energía (2006), "Balance Energético Nacional. Serie 1970-2004", Enero.

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

1. La Fuerza de Trabajo en Buenos Aires, J. L. Bour. Diciembre 1981.
2. Encuesta sobre Remuneraciones en la Industria. Diseño Metodológico. J. L. Bour, V. L. Funes, H. Hopenhayn. Diciembre 1981.
3. Algunas Reflexiones sobre el Tratamiento a los Insumos no Comercializados en el Cálculo de Protección Efectiva. G. E. Nielsen. Diciembre 1981.
4. Ganado Vacuno: El Ciclo de Existencias en las Provincias. M. Cristini. Junio 1982.
5. Oferta de Trabajo: Conceptos Básicos y Problemas de Medición. J. L. Bour. Julio 1982.
6. Ocupaciones e Ingresos en el Mercado de Trabajo de la Cap. Fed. y GBA. H. Hopenhayn. 1982. 3 tomos.
7. La Oferta Agropecuaria: El Caso del Trigo en la Última Década. M. Cristini. Septiembre 1983.
8. Determinantes de la Oferta de Trabajo en Buenos Aires. J. L. Bour. Enero 1984.
9. El Ciclo Ganadero. La Evidencia Empírica 1982-84 y su Incorporación a un Modelo de Comportamiento. M. Cristini. Noviembre 1984.
10. El Impuesto a la Tierra, las Retenciones y sus Efectos en la Producción Actual y la Futura. M. Cristini, N. Susmel y E. Szewach. Octubre 1985.
11. El Impuesto a la Tierra: una Discusión de sus Efectos Económicos para el Caso Argentino. M. Cristini y O. Chisari. Abril 1986.
12. La Demanda de Carne Vacuna en la Argentina: Determinantes y Estimaciones. M. Cristini. Noviembre 1986.
13. Las Encuestas de Coyuntura de FIEL como Predictores del Nivel de Actividad en el Corto Plazo. M. Cristini e Isidro Soloaga. Noviembre 1986.
14. La Política Agropecuaria Común (PAC): Causas de su Permanencia y Perspectivas Futuras. M. Cristini. Julio 1987.
15. Informe OKITA: Un Análisis Crítico. D. Artana, J. L. Bour, N. Susmel y E. Szewach. Diciembre 1987.
16. Regulación y Desregulación: Teoría y Evidencia Empírica. D. Artana y E. Szewach. Marzo 1988.

17. Sistema de Atención Médica en la Argentina: Propuesta para su Reforma. M. Panadeiros. Mayo 1988.
18. Investigaciones Antidumping y Compensatorias contra los Países Latinoamericanos Altamente Endeudados. J. Nogués. Agosto 1988.
19. Aspectos Dinámicos del Funcionamiento del Mercado de Tierras: El Caso Argentino. M. Cristini, O. Chisari. Noviembre 1988.
20. Incidencia de los Impuestos Indirectos en el Gasto de las Familias. J. L. Bour, J. Sereno, N. Susmel. Enero 1989.
21. Inversión en Educación Universitaria en Argentina. J. L. Bour, M. Echart. Junio 1989.
22. La Promoción a la Informática en la Argentina. D. Artana, M. Salinardi. Septiembre 1989.
23. Principales Características de las Exportaciones Industriales en la Argentina. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Diciembre 1989.
24. Efectos de un Esquema de Apertura Económica sobre la Calidad de Bienes Producidos Localmente. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Marzo 1990.
25. Evolución de las Cotizaciones Accionarias en el Largo Plazo. C. Miteff. Julio 1990.
26. Algunas Consideraciones sobre el Endeudamiento y la Solvencia del SPA. D. Artana, O. Libonatti, C. Rivas. Noviembre 1990.
27. La Comercialización de Granos. Análisis del Mercado Argentino. D. Artana, M. Cristini, J. Delgado. Diciembre 1990.
28. Propuesta de Reforma de la Carta Orgánica del Banco Central. J. Piekarz, E. Szewach. Marzo 1991.
29. El Sistema de Obras Sociales en la Argentina: Diagnóstico y Propuesta de Reforma. M. Panadeiros. Agosto 1991.
30. Reforma de la Caja de Jubilaciones y Pensiones de la Provincia de Mendoza. M. Cristini, J. Delgado. Octubre 1991.
31. Los Acuerdos Regionales en los 90: Un Estudio Comparado de la CE92, el NAFTA y el MERCOSUR. M. Cristini, N. Balzarotti. Diciembre 1991.
32. Costos Laborales en el MERCOSUR: Legislación Comparada. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Abril 1992.

33. El sistema Agro-Alimentario y el Mercado de la CE. M. Cristini. Junio 1992.
34. Gasto Público Social: El Sistema de Salud. M. Panadeiros. Setiembre 1992.
35. Costos Laborales en el MERCOSUR: Comparación de los Costos Laborales Directos. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Diciembre 1992.
36. El Arancel Externo Común (AEC) del MERCOSUR: los conflictos. M. Cristini, N. Balzarotti. Febrero 1993.
37. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera. M. Lurati. Julio 1993.
38. La Descentralización de la Educación Superior: Elementos de un Programa de Reforma. Agosto 1993.
39. Financiamiento de la Inversión Privada en Sectores de Infraestructura. FIEL/BANCO MUNDIAL. Diciembre de 1993.
40. La Experiencia del Asia Oriental. FIEL/BANCO MUNDIAL. Marzo de 1994.
41. Reforma Previsional y Opción de Reparto-Capitalización. José Delgado. Junio 1994
42. Fiscal Decentralization: Some Lessons for Latin America. D. Artana, R. López Murphy. Octubre 1994.
43. Defensa del Consumidor. D. Artana. Diciembre 1994.
44. Defensa de la Competencia. D. Artana. Marzo 1995.
45. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera (2da. parte). M. Lurati. Setiembre 1995.
46. Precios y Márgenes del Gas Natural: Algunas Observaciones Comparativas. F. Navajas. Octubre 1995.
47. Las PYMES en la Argentina. M. Cristini. Diciembre 1995.
48. El Relabanceo de las Tarifas Telefónicas en la Argentina. D. Artana, R. L. Murphy, F. Navajas y S. Urbiztondo. Diciembre 1995.
49. Una Propuesta de Tarificación Vial para el Area Metropolitana. O. Libonatti, R. Moya y M. Salinardi. Setiembre 1996.
50. Mercado Laboral e Instituciones: Lecciones a partir del Caso de Chile. Ricardo Paredes M. Diciembre 1996.

51. Determinantes del Ahorro Interno: El Caso Argentino. R. López Murphy, F. Navajas, S. Urbiztondo y C. Moskovits. Diciembre 1996.
52. Las Estadísticas Laborales. Juan L. Bour y Nuria Susmel. Junio 1997.
53. Decentralisation, Inter-Governmental Fiscal Relations and Macroeconomic Governance. The Case of Argentina. Ricardo L. Murphy and C. Moskovits. Agosto 1997.
54. Competencia Desleal en el Comercio Minorista. Experiencia para el Caso Argentino. D. Artana y F. Navajas. Agosto 1997.
55. Modernización del Comercio Minorista en la Argentina: El Rol de los Supermercados. D. Artana, M. Cristini, R. Moya, M. Panadeiros. Setiembre 1997.
56. La Deuda Pública Argentina: 1990-1997. C. Dal Din y N. López Isnardi. Junio 1998.
57. Regulaciones a los Supermercados. D. Artana y M. Panadeiros. Julio 1998.
58. Desarrollos Recientes en las Finanzas de los Gobiernos Locales en Argentina. R. López Murphy y C. Moskovits. Noviembre 1998.
59. Aspectos Financieros de Tipos de Cambio y Monetarios del Mercosur. Diciembre 1998.
60. El Problema del Año 2000. Implicancias Económicas Potenciales. E. Bour. Marzo 1999.
61. El Crédito para las Microempresas: Una Propuesta de Institucionalización para la Argentina: M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
62. El Control Aduanero en una Economía Abierta: El Caso del Programa de Inspección de Preembarque en la Argentina. M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
63. La Integración Mercosur-Unión Europea: La Óptica de los Negocios. M. Cristini y M. Panadeiros. Diciembre 1999.
64. La Apertura Financiera Argentina de los '90. Una Visión Complementaria de la Balanza de Pagos. Claudio Dal Din . Junio 2000.
65. Hacia un Programa de Obras Públicas Ampliado: Beneficios y Requisitos Fiscales. S. Auguste, M. Cristini y C. Moskovits. Setiembre 2000.
66. Una Educación para el Siglo XXI. La Evaluación de la Calidad de la Educación. G. Cousinet. Noviembre 2000.
67. Una Educación para el Siglo XXI. La Práctica de la Evaluación de la Calidad de la Educación. Experiencia Argentina e Internacional. M. Nicholson. Diciembre 2000.

68. Microeconometric Decompositions of Aggregate Variables. An Application to Labor Informality in Argentina. L. Gasparini. Marzo 2001.
69. Apertura Comercial en el Sector Informático. P. Acosta y M. Cristini. Junio 2001.
70. Reseña: Índice de Producción Industrial y sus Ciclos. Lindor Esteban Martin Lucero. Agosto 2001.
71. El Agro y el País: Una Estrategia para el Futuro. Octubre 2001.
72. Seguridad Social y Competitividad: El Caso del Sistema de Salud. M. Panadeiros. Marzo 2002.
73. Estructuras Tarifarias Bajo Estrés. F. Navajas. Setiembre 2002.
74. Nuevas Estrategias Competitivas en la Industria Farmacéutica Argentina y Reconocimiento de la Propiedad Intelectual. M. Panadeiros. Octubre 2002.
75. Infraestructura y Costos de Logística en la Argentina. M. Cristini, R.Moya y G. Bermúdez. Noviembre 2002.
76. Productividad y Crecimiento de las PYMES: La Evidencia Argentina en los 90. M. Cristini, P. Costa y N. Susmel. Mayo 2003.
77. Renegotiation with Public Utilities in Argentina: Analysis and Proposal. S. Urbiztondo. Octubre 2003.
78. Cables Suelos: La Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (Comedia) E. Bour y Carlos A. Carman. Noviembre 2003.
79. Educación Universitaria. Aportes para el Debate acerca de su Efectividad y Equidad. M. Echart. Diciembre 2003.
80. Las PyMES Argentinas: Ambiente de Negocios y Crecimiento Exportador. M. Cristini y G. Bermúdez. Junio 2004.
81. Las Nueva China Cambia al Mundo. M. Cristini y G. Bermúdez. Septiembre 2004.
82. La Anatomía Simple de la Crisis Energética en la Argentina. F. Navajas y W. Cont. Septiembre 2004.
83. Proyecto Mundial de Internet: El Capítulo Argentino. FIEL e Instituto de Economía Aplicada (Fundación Banco Empresario de Tucumán). Noviembre 2004.
84. Transparencia, Confidencialidad y Competencia: Un Análisis Económico de las Reformas Actuales en el Mercado de Gas Natural Argentino. S. Urbiztondo, FIEL. Agosto 2005.

- 85.** La Reforma del Sector Eléctrico en Colombia: Breve Análisis y Crítica Constructiva S. Urbiztondo y J. M. Rojas. Octubre 2005.
- 86.** Fusiones Horizontales. W. Cont y F. Navajas. Diciembre 2005.
- 87.** Gasto Tributario: Concepto y Aspectos Metodológicos para su Estimación. D. Artana. Diciembre 2005.
- 88.** Privatization of Infrastructure Facilities in Latin America: Full Economic Effects and Perceptions. S. Urbiztondo. Julio 2006.

ESTAS EMPRESAS CREEN EN LA IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ECONÓMICA PRIVADA EN LA ARGENTINA

ACARA-Asoc. de Conces. de Autom. de la Rep. Arg.
Aga S.A.
Amarilla Gas S.A.
American Express Argentina S.A.
Aseg. de Caucciones S.A. Cía. Seg.
Aseg. de Créditos y Garantías
Asoc. Argentina de Cías. de Seguros
Asoc. Bancos de la Argentina –ABA

Banca Nazionale del Lavoro S.A.
Banco CMF S.A.
Banco COMAFI
Banco del Chubut
Banco Europeo para América Latina
Banco Finansur S.A.
Banco Galicia
Banco Macro-Bansud S.A.
Banco Patagonia S.A.
Banco Privado
Banco Río
Banco Sáenz S.A.
BankBoston
BBV Banco Francés
BNP Paribas
Bodegas Chandon S.A.
Bolsa de Cereales de Buenos Aires
Bolsa de Comercio de Bs.As.
Booz Allen Hamilton de Arg. S.A.
Bunge Argentina S.A.

C&A Argentina SCS
Cablevisión S.A.
Cabrales
Caja de Seguro S.A.
Cámara Argentina de Comercio
Camuzzi Argentina
Cargill S.A.C.I.
Cencosud S.A.
Central Puerto S.A.
Cervecería y Maltería Quilmes
Citibank, N.A.
CMS Operating S.A.
Coca Cola de Argentina S.A.
Coca Cola FEMSA de Buenos Aires
COPAL

Corsiglia y Cia. Soc. de Bolsa S.A.
Costa Galana
CTI Compañía de Teléfonos del Interior S.A.

Daimler Chrysler
Direct TV
Droguería Del Sud
Du Pont Argentina S.A.

Editorial Atlántida S.A.
Esso S.A. Petrolera Argentina

F.V.S.A.
Falabella S.A.
FASTA
Farmanet S.A.
Ford Argentina S.A.
Fratelli Branca Dest. S.A.
Fundación Bolsa de Comercio de Mar del Plata

Gas Natural Ban S.A.
Grupo Danone
Grimoldi S.A.

Hewlett Packard Argentina S.A.

IBM Argentina S.A.
INFUPA S.A.
Internet Securities Argentina SRL.
IRSA

Javicho S.A.
Johnson Diversey de Argenitna S.A.
José Cartellone Const. Civiles S.A.
JP Morgan Chase

La Holando Sudamericana
Loma Negra C.I.A.S.A.
L’Oreal Argentina
Luncheon Tickets S.A.
Los Gallegos Shopping

Magic Software Argentina A.A.
Marby S.A.

ESTAS EMPRESAS CREEN EN LA IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ECONÓMICA PRIVADA EN LA ARGENTINA

Massalin Particulares S.A.
Mastellone Hnos. S..
**Medicus A. de Asistencia Médica y
Científica**
Mercado Abierto Electrónico S.A.
Mercado de Valores de Bs. As.
Merchant Bankers Asociados
Metrogas S.A.
Metropolitan Life
Murchison S.A. Estib. y Cargas

Telecom Argentina
Telecom Italia S.P.A. Sucursal Argentina
Telefónica de Argentina
Total Austral

Unilever de Argentina S.A.
**Unión de Administradoras de Fondos,
Jubilaciones y Pensiones**

Vidriería Argentina S.A.

Nike Argentina S.A:
Nobleza Piccardo S.A.I.C.F.
Novartis
Nuevo Banco Bisel S.A.

OCA S.A.
Organización Techint
Orígenes AFJP S.A.
Orlando y Cía. Sociedad de Bolsa

Pan American Energy LLC
PBBPolisur S.A.
Petrobras Energía S.A.
Philips Argentina S.A.
Pirelli Neumáticos SAIC.
Prysmian Energía Cables y Sistemas

Repsol-YPF S.A.
Roggio S.A.

S.A.C.E.I.F. Louis Dreyfus y Cía. Ltda.
San Jorge Emprendimientos S.A.
SC Johnson & Son de Arg. S.A.
Sealed Air Argentina S.A.
Sempra Energy International Argentina
Shell C.A.P.S.A.
Siemens S.A.
Sociedad Comercial del Plata S.A.
Sociedad Rural Argentina
Swift Armour S.A. Argentina