

ENERGÍA 2007

Eduardo Luís Fracchia¹
IAE. Universidad Austral
11 de julio de 2007

¹ Se agradece la colaboración de Nicolás Pérez Massa, asistente de investigación del IAE. Las opiniones no son del Área de Economía ni del IAE. Por comentarios y sugerencias dirigirse a efracchia@iae.edu.ar

I) INTRODUCCIÓN

1. En otros informes hemos analizado desde que surgió el problema en 2004 las vicisitudes del sector energético argentino. En esta oportunidad dada la entidad de la cuestión agravada por un invierno duro queremos plantear en forma introductoria, en base a fuentes periodísticas y especializadas y sin entrar en mayores tecnicismos, las características salientes del déficit de energía. El énfasis estará en el **sector eléctrico**. La situación del gas es relevante y está vinculada en forma estrecha con la oferta eléctrica por ser su insumo de las centrales térmicas. Pensamos que se está todavía a tiempo para que se reconduzca en parte esta situación de crisis que exige una cooperación estrecha entre el sector público y privado. En países como Chile o Brasil la crisis eléctrica restó varios puntos del PIB no hace muchos años y en particular en Brasil, el racionamiento fue ejemplar por los resultados conseguidos.

2. La **ideologización** del problema energético como lo han señalado diversos autores entre ellos Artana de Fiel y el enfoque demagógico ha postergado una solución eficaz que era la que se venía reclamando desde el año 2004 en los ambientes técnicos cuando asomaron los primeros síntomas de la crisis. La mayor participación del Estado no ha sido capaz de cumplir con los cronogramas originales de inversiones y este retraso perjudica más el horizonte y extiende el problema al menos hasta 2010. Si de ahora en más las obras se concretaran, la Argentina deberá enfrentar **problemas energéticos** de cierta magnitud hasta inicios de la próxima década. La gradual eliminación del superávit en la **balanza comercial** en el sector energético expresa un cambio estructural muy significativo en un país que desde mediados de los 80 ha sido exportador neto de energía. En concreto volveremos dentro de pocos años a ser importadores de petróleo. La esperanza de nuevas reservas está en el mar argentino ya que el continente pareciera estar sobre explorado.

3. En los últimos meses en materia energética las **explicaciones oficiales** resultaron escasas y poco convincentes. Apareció un conjunto desarticulado de enojos, sospechas, órdenes de corte a industrias junto a justificaciones tales como la falta de lluvia, una supuesta “ola polar” y, hasta expresado por el propio Presidente, el retraso de los deshielos. Hubo sí algún amago del gobierno de subir los precios de los combustibles para desalentar la demanda, pero que finalmente no se implementó.

4. Hasta ahora, dado que la crisis más seria del sector comenzó a fines de mayo, los **indicadores económicos de actividad** no han sido afectados. La fortuna que evitó cortes masivos durante el invierno de 2006 parece haberse revertido en el año en curso por las menores temperaturas y por la hidrología más seca en el Comahue. Basta que baje un poco la temperatura o que llueva menos de lo que necesitan las centrales hidroeléctricas para que el sistema esté más comprometido. Mientras el Gobierno se ocupa de desviar la atención en torno de esta crisis invernal, no se entiende por qué mantiene en secreto una tarea que podría aportar mucho en el horizonte de mediano y largo plazo. Desde hace meses estaría trabajando, en la mayor de las reservas, un Consejo Asesor de Estrategias Energéticas, encabezado por el ing. Juan Legisa (ex ENRE). El equipo apuntaría a **planificar la infraestructura energética** necesaria en función de distintas fuentes y escenarios de demanda.

II) EFECTOS ECONOMICOS DE LA CRISIS ENERGÉTICA

5. La crisis energética puede producir según Castiglioni efectos económicos de varios modos. En primer lugar, en la medida en que la escasez actual se refleje en **mayores costos**, reduce la rentabilidad de las empresas, lo que induce el traslado a precios. En segundo término, si la restricción se traduce en cortes de suministro en vez de aumentos de precios lo que se resiente es el nivel de producción con el consiguiente impacto en el empleo y el PIB. Por último, la baja rentabilidad empresaria y la consecuente incertidumbre que se genera, reduce la inversión.

6. El **mecanismo de precios** es la forma más eficiente de ajustar oferta y demanda. Lamentablemente, en este caso, los que deberían enfrentar el ajuste son los hogares, ya que son los que conviven con los precios más atrasados, mientras que las empresas ya han sufrido importantes aumentos. El problema de esta decisión es su impopularidad. En la medida en que los precios no aumenten, la única salida que queda son los cortes, que es la que en definitiva se está adoptando pero para el consumo industrial. Se estima un costo de 700 millones de dólares en el sistema productivo debido a los cortes de las últimas semanas.

7. Según estimaciones del estudio Orlando Ferreres, la falta de energía para las industrias podría reducir la **tasa de expansión del PIB** entre 0,5 y 1 punto porcentual al año, básicamente por la baja de la capacidad de crecimiento de la industria que se reduciría de 2 a 3 puntos porcentuales anuales. Esto podría reducir la oferta de bienes, si la demanda se mantiene creciendo a niveles actuales. La inflación, por otra parte, podría subir 1 o 2 puntos porcentuales por la restricción energética. **Volver a reestablecer niveles de reserva y contar con holgura energética lleva años.** Hay que invertir mucho más en energía y para eso hace falta una estrategia de largo plazo que fije objetivos y que despeje la incertidumbre en materia de reglas y de precios. Si la economía crece a 5% sostenido anual, la **inversión energética por año** para satisfacer la demanda es de alrededor de punto y medio del PIB.

8. Lo vivido desde 2002 hasta 2005, un período de precios declinando en términos reales con abundancia de oferta, no podrá repetirse a futuro. De aquí en más, los consumidores **industriales** seguramente deberán afrontar precios muchos más altos, sin contar con mayor disponibilidad de energía hasta que comiencen las postergadas inversiones en el sector. El **raционamiento eléctrico** en casi 5000 grandes empresas (grandes consumidores) afecta los planes de producción. Se les permite en principio sólo un consumo equivalente al que registraron en 2005. Por lo tanto, si quisieran crecer simplemente no podrían dada la restricción existente. Sin embargo, la industria solo representa un tercio del consumo total, por lo que afrontar en soledad 10% del ahorro necesario del total de la energía eléctrica consumida en el país significa alterar gran parte del crecimiento de la producción.

9. Veamos algunos **ejemplos sectoriales**. En la siderurgia o en la elaboración de pasta de papel, la energía eléctrica representa cerca de 20% de los costos totales. En la industria química ese valor es de 12%. En las pymes textiles o de cuero y calzado la electricidad alcanza a 7% de los costos. Estos sectores eléctricamente dependientes

representan una importante porción del valor bruto de la producción industrial. En la industria petroquímica es sensible la producción de fertilizantes, en especial por ejemplo, la urea granulada.

10. El **agro** está soportando un faltante de provisión de energía que compromete su producción. En lo inmediato se observan dificultades para concretar la siembra de invierno en tiempo y forma dada la carencia de gasoil para las diferentes labores y para el transporte de insumos. Los cortes de suministro de gas y electricidad aumentaron los costos a lo largo de toda la cadena de granos. Al mismo tiempo, el aumento de los costos de los fertilizantes fosforados importados como plantea Scibona, se suma ahora el desabastecimiento de urea dada la restricción de suministro de gas que viene soportando la planta de Profértil en Bahía Blanca. Se estima que habrá un déficit de 200 a 300 mil toneladas del producto. Recordemos que la cadena agroindustrial genera el 55% de las exportaciones, el 36% de los empleos y el 44% de la recaudación tributaria del país. En consecuencia, una caída de producción y de actividad en el sector, afectaría no solo a la generación de divisas y la recaudación, sino también la demanda de mano de obra.

11. Durante el período 2002-2006 la inversión fue mucho mayor en las industrias que hacen un **uso más intensivo de energía**. Por ejemplo, en este período la industria con mayor participación de la energía en su estructura de costos invirtió entre dos y ocho veces más en ampliación de capacidad que las industrias menos dependientes de la energía. Este patrón de comportamiento no sorprende dado el bajo costo energético² en aquel entonces y los relativamente menores problemas de abastecimiento. La correlación positiva entre la inversión por industrias y empleo de energía se revirtió en los últimos meses. Ahora la industria más intensiva en energía invirtió hasta siete veces menos que las menos dependientes de este insumo crítico.

III) LA GESTIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL MARCO DE LA CRISIS

12. Según datos originados por Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), entre 2003 y 2007 la demanda de electricidad aumentó 43,5%. En ese mismo período, la capacidad de generación apenas creció 2,5%. Entre la desregulación del sector allá por 1992 y fines de la década se agregaron 10.000 MW de potencia al parque, básicamente centrales térmicas. Bastaba con observar las curvas de oferta en firme y demanda para advertir que el problema sobrevendría o que el sistema podría estar en situación de estrés ante cualquier contingencia: la salida de una planta generadora por obsolescencia, falta de mantenimiento, uso al límite por el calor, frío o por la falta de lluvias. En definitiva es una situación que Fernando Navajas de Fiel llamó en su oportunidad de **“energo crunch”**.

13. La situación de crisis eléctrica se originó como consecuencia de la ausencia significativa de inversión en generación en los últimos cinco años transcurridos desde

² EL BTU (British Termal United), es la unidad de medida para el gas. Un millón de BTU de gas para la industria cuesta 3,3 dólares en Argentina y 9,3 dólares en Brasil. Si bien el precio argentino cerró un poco la brecha con otros países, aún es relativamente bajo. El problema son los costos adicionales: alquiler de generadores, fuel oil, pérdida de productividad y de contratos por incumplimientos en los pedidos.

2002. Hubo avances sin embargo en el área de transporte a partir del Plan Federal (adición de 3.000 km de líneas de alta tensión). **El sistema eléctrico funciona sin reservas firmes y con un déficit de capacidad instalada de 3.600 megavatios [³], reservas que existían en el 2001 y que respondían a los criterios prudenciales que rigen en el mundo para asegurar la calidad y continuidad de los servicios eléctricos.** En estas circunstancias la demanda se controla con modalidades de racionamiento para evitar la falta de energía en los centros urbanos que es el gran costo político.

14. Cammesa comenzó a seguir de cerca y en forma permanente el comportamiento de unos 10.000 grandes usuarios. El sistema de control recaerá sobre aquellos consumidores que tienen contratada una potencia determinada y que no adquieren la energía en forma directa con los generadores. Se implementará con un equipamiento que permitirá medir y verificar los niveles de consumo. La instalación de los nuevos dispositivos de medición y control se encuadra dentro de las reglas de juego que estableció la Secretaría de Energía el año pasado por medio de la resolución 1281. Según esa norma, los grandes usuarios tienen que abastecer por su cuenta todos los consumos que tengan por encima de los niveles mensuales del año 2005. Para los que no cumplen con esa premisa, se fijó un castigo económico que hoy representa el pago de una tarifa 15 veces más cara que la actual para las demandas superiores a las de 2005.

IV) LA DECISIÓN DE CORTES DE SUMINISTRO

15. Para disminuir el déficit eléctrico de julio, el gobierno intenta elevar las actuales importaciones de Brasil de 600 MW a 1100MW. Las alternativas no son precisamente variadas para cerrar la brecha y consisten en:

- aumentar las restricciones que ya tienen las industrias en los horarios críticos
- comenzar a realizar cortes en los usuarios particulares asumiendo el costo político

Hasta ahora, el gobierno no ha considerado la segunda alternativa por el impacto electoral que dicha medida podría provocar en el humor de los votantes. La Unión Industrial, frente a esta situación, está jugando un doble rol: colaborar con el gobierno para estudiar formas de racionalizar el consumo y, a la vez, canalizar el reclamo de cámaras y empresas, en su mayoría del interior, al denunciar que los cortes de electricidad representan hasta el 40% de la demanda del sector. Es una forma de advertir las posibles repercusiones en el mercado laboral.

16. Cammesa aumentó en una hora la restricción del consumo de luz para industrias: las empresas de todo el país deben consumir 1.200 megavatios menos en el horario de 18 a 23 horas (antes era de 18 a 22). Esta medida está destinada a empresas que consumen más de 300 kilovatios de potencia. Las medidas propuestas para reducir el uso de energía son múltiples. Entre ellas tengamos en cuenta a modo de referencia que:

- 586 MW es el ahorro estimado si se apaga la iluminación de edificios públicos fuera de horarios de oficina,

³ El megavatios es la unidad de potencia eléctrica que se usa para expresar el valor de esta cantidad física, que se abrevia internacionalmente como MW.

- 126 MW, si se apaga la iluminación de edificios de oficina privadas, y
- 100 MW, si se suspenden deportes, shows y carreras nocturnas.

V) ESTADO DE LA RESERVA HÍDRICA EN EL SUR

17. La potencia real nacional es de unos 23.000 MW, pero a raíz de eventuales desperfectos o salidas del sistema, **se estima que la potencia instalada efectiva se ubica entre los 18.500 y 19000 MW**. El Comahue ha estado en el centro de la escena por ser una reserva natural del sistema interconectado. El sistema de generación hidroeléctrica del Comahue está compuesto por tres centrales importantes por su magnitud (Piedra del Águila, El Chocón y Alicurá), una mediana (Pichi Picún Leufú) y varias menores (Cerro Colorado, Arroyito, entre otras). La escasez de lluvia en los últimos sesenta días, inusual para esta parte del año, redujo el nivel de las aguas en los diferentes diques. El Chocón, aguas abajo sobre el río Limay, es además de central de generación, la fuente de alimentación por riego de toda la zona rural que la circunda. Como la Autoridad Interjurisdiccional de la Cuenca es además responsable de ese abastecimiento por riego, decidió en las últimas semanas hacer correr el agua depositada en los diques de las centrales anteriores en el curso del río (Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú) para alimentar la represa del Chocón. Ahora, ante las faltas de lluvias para realimentar las represas de Piedra y Pichi Picún, éstas corren el riesgo de quedar sin la hidraulicidad suficiente para seguir produciendo.

18. El problema es que si cae la generación hidroeléctrica del Comahue, no se la puede reemplazar con combustibles líquidos, ni tampoco con gas natural, a pesar del recorte de exportaciones a Chile. Por más que se hayan ratificado los acuerdos con Bolivia y se haya lanzado la licitación del Gasoducto Noroeste, nadie espera que esa oferta esté disponible antes del 2010. Algo similar ocurre con la demorada ampliación de la capacidad de Yacyretá con la esperada elevación de cota. A cota 76 Yacyretá entregó al sistema interconectado unos 12.300 GWh [⁴] año sobre un total de 95.000 que consume el país. Pero a cota 83 y con la usina del vertedero Aña Cuá disponible, ese complejo hidroeléctrico podrá aportar hasta un total de 21.600 GWh. Por la falta de gas, las centrales termoeléctricas se ven obligadas a utilizar fuel oil importado y subsidiado, o gasoil a un precio más alto, que también escasea en el campo. Pero estos combustibles reducen la capacidad de las centrales en un 20% además de dañar sus turbinas.

VI) FUENTES ALTERNATIVAS: IMPORTACION DE ENERGÍA ELÉCTRICA

19. La línea de alta tensión que une Argentina y Brasil, fue en su momento, hecha para exportar energía. Eran los años en que el país era superavitario en petróleo, gas y electricidad y se usaba este último recurso como fuente de divisas. Esta decisión fue vista por algunos como irresponsable argumentando que era un modelo que no se podía sostener en el tiempo. Otros, en cambio dicen que lo que faltó fueron inversiones por la carencia de seguridad jurídica y certeza económica.

⁴ El Giga-Watt-Hora, que se abrevia internacionalmente como GWh, es la unidad de energía eléctrica para grandes sistemas, que no debe confundirse con el Mega-Vatio, que se abrevia MW y que expresa la potencia eléctrica, que es otra magnitud en juego.

20. Hoy la realidad indica que a pesar del déficit de MW, la línea se sigue usando para exportar, con la salvedad que en los días de necesidad se revierte y se transforma en el canal por el que llega energía eléctrica adicional al país, la cual además de cara resulta escasa. El total de energía eléctrica importada de Brasil equivale a 6% de la demanda local. Argentina demandó a Brasil unos 400 megavatios diarios adicionales a los 700 que ya adquiere por día. Pasará a importar así 1100 megavatios por día con los que pretende neutralizar la caída de dos generadoras hidroeléctricas. Dejaron de operar por la falta de lluvias las centrales Pichi Picún Leufú y Piedra del Águila, ambas ubicadas en la región Comahue. En lo que se refiere al cuadro tarifario Argentina habría acordado pagar a Brasil unos \$200 por megavatio hora contra los \$80 a \$90 que se paga en el mercado local.

VII) SECTOR GASÍFERO: UN SOCIO DEL SECTOR ELÉCTRICO TAMBIÉN EN PROBLEMAS

21. La escasez de gas se debe a que la tasa de reposición de reservas ha sido negativa desde 2002, lo que revela **ausencia de inversión** o agotamiento geológico. En efecto, los pozos terminados en áreas de exploración fueron sólo 30 en los últimos cinco años, y las reservas comprobadas, a fines de 2006, alcanzaban a abastecer nada más que el consumo de 8,5 años. La consecuencia es la escasez creciente de gas natural en el país, el incumplimiento parcial de los contratos de exportación a Chile y la necesidad creciente de importar fuel oil (800 millones de dólares se estiman para este año) para generar electricidad.

22. En esta materia, la incertidumbre crece cuando se centran las expectativas en los **flujos futuros de gas de Bolivia** con serias dificultades políticas y económicas de atraer el capital necesario para extraer el gas. Kirchner sugirió a Lula que le derivara parte del gas que recibe de Bolivia. Brasil compra a ese país 29 millones de metros cúbicos diarios, pero tiene la posibilidad de subir su consumo a 30 millones de metros cúbicos, siempre que Evo Morales regularice la provisión. Argentina le solicitó que, en vez de utilizar esos 30 millones, libere entre 3 y 4 millones de metros cúbicos diarios para el consumo argentino. El tema está en estudio en Brasil y todavía no se tomó ninguna decisión. El problema es que Brasil llegó a utilizar 29 millones de metros cúbicos de gas, bastante más del promedio de meses anteriores que estuvo en el orden de los 26 millones.

23. También están apareciendo otras opciones, aunque no inmediatas. Un proyecto que todavía no está maduro, pero que el gobierno empezó a mirar con atención, es la iniciativa de Petrobrás Brasil, para instalar en Montevideo según Scibona una planta de regasificación (fija o flotante) que permita abastecer la demanda de Uruguay y exportar incluso a la Argentina. El gas comprimido en estado líquido llegaría en barcos que aprovecharían ese puerto de aguas profundas y, una vez regasificado, podría exportarse a través del casi inactivo gasoducto mesopotámico, diseñado en su momento para ser utilizado en sentido inverso. Todavía no se ha hablado de volúmenes, pero el problema es que este tipo de gas (al que recurrirá también Chile para modificar su matriz energética) tiene en el mercado un precio tres veces más elevado que el que se reconoce a productores locales.

24. En los últimos tres años, la demanda anual de gas de Brasil, aumentó a un ritmo de 17% y en la Argentina a un ritmo de 7% anual. La diferencia, al momento de comparar

estos números, es que la Argentina es un mercado maduro (la producción está estancada por falta de inversión en exploración y explotación), con su **matriz energética dependiente** en un 50% del gas natural, y con un consumo de 115 millones de metros cúbicos por día. Por el contrario, Brasil es un mercado joven en gas natural (con importantes descubrimientos recientes), que consume alrededor de 50 millones de metros cúbicos por día. El mercado chileno es el tercer gran consumidor del cono sur, con una demanda de 22 millones de metros cúbicos por día y una grave crisis de abastecimiento provocada por los recortes en las exportaciones de gas provenientes de la Argentina.

25. Kirchner apuntó hace poco tiempo directamente contra TGN y TGS: “Las empresas TGN y TGS tienen que estar a la altura de las circunstancias porque en estos días ellos tenían gas suficiente y si tuvimos algún problema fue por culpa del transporte. Entonces, evidentemente el Estado va a actuar y va a ejercer el poder de policía como corresponde porque ellos obtienen rentabilidad interesante en la Argentina y tienen que prestarnos un servicio como el que corresponde.”

26. “...Tenemos toda nuestra mira en la ampliación de los gasoductos del Norte y del Sur durante 2007-2008, además de la licitación y ampliación del gasoducto del Noreste, que esperamos terminar de acordar con Bolivia y que aportará 27 millones de metros cúbicos más. ”. En la práctica las expansiones están demoradas debido a los problemas detectados con las primeras obras (caso Skanska), y Bolivia no está ni siquiera en condiciones de garantizar 7,7 millones de metros cúbicos que hoy pueden transportarse por el ducto, por lo cual difícilmente aparezcan interesados en las obras nuevas.

27. Los sectores **usuarios del GNC** critican las centrales de ciclo combinado de avanzada tecnología que suman unos 4.800 MW ya que están quemando en sus calderas un volumen de 22 millones de metros cúbicos diarios de gas natural para no verse obligadas a tener que emplear gasoil, ya que fuel oil no pueden utilizar.

VIII) PROPUESTAS PARA SOLUCIONAR LA CRISIS ENERGÉTICA

28. Diversos especialistas se han pronunciado para resolver este delicado desequilibrio sectorial. Mencionaremos sólo algunas de estas propuestas que fueron recopiladas por La Nación en su momento. Alberto Devoto, ex Secretario de Energía, destacó en primer lugar la necesidad de realizar una intensa campaña de concientización para que la población esté dispuesta a ahorrar energía en los horarios pico. Además propuso limitar al máximo el uso de autos a GNC durante los días en que la temperatura descienda a ciertos límites (1.3 millones de automóviles), programar los cortes con anticipación y restringir la iluminación en comercios y espectáculos deportivos. Jorge Lapeña, también ex Secretario de Energía del gobierno de Alfonsín, consideró necesario elaborar un plan energético realista, el cual no debe confundirse con un mero listado de buenas intenciones; significa admitir que Argentina dejó de ser un país gasífero (Recordemos el efecto Loma de la Lata que nos hizo pensar que flotábamos en gas a fines de los 70) y que debe adaptar su matriz energética los nuevos tiempos. El gas natural licuado (GNL) y otras alternativas de abastecimiento quizás sean posiblemente parte de la nueva solución.

29. Gustavo Kippes, economista especializado en servicios públicos, se animó a pronosticar el tiempo que demandará salir de la crisis. La crisis tiene como mínimo seis o siete años de gestación y resolverla demandará un tiempo similar a partir del momento en que se haga una política seria en materia de precios y garantías. Para el corto plazo consideró que, como no es tan fácil ampliar la oferta, es necesario restringir la demanda y en esto no hay mucho para elegir: racionamiento y suba progresiva de precios. Carlos Gilardone, director de la consultora energética FDC, habló de la falta de incentivos que tienen las empresas para invertir. Sugirió un aumento de tarifas en energía domiciliaria de manera de reducir el derroche que se realiza y que se debería avanzar en la culminación de las obras de elevación de la cota de Yacyretá y la terminación de Atucha II. Daniel Montamat, ex Secretario de Energía, dice que hay que replantear el sistema de fideicomisos, un régimen de financiamiento que la administración actual ha hecho uso y abuso para gestar la mayoría de las obras públicas. Se necesita un replanteo del esquema de fondos fiduciarios para la construcción de la nueva infraestructura energética. Con este mecanismo las obras van a finalizar tarde y mal según su opinión.

30. Héctor Huici, abogado especialista en regulación económica consideró que hay que completar la renegociación de los segmentos regulados de la industria de transporte y distribución con tarifas que reflejen los costos económicos de provisión de los servicios. También debe haber certeza de que los contratos serán respetados. Debe haber reglas claras y previsible porque las inversiones en energía requieren un horizonte de largo plazo para su repago y no pueden depender de la discrecionalidad o buena relación con los funcionarios de turno. Martín Rodríguez Pardina, de MacroConsulting, consideró que es imprescindible una definición de una política sectorial que contemple la realidad del sector. Esto no se logra ni con la continuidad del estado de negociación del gobierno, ni con la vuelta al modelo de los 90. Santiago Urbiztondo, de FIEL, manifestó la necesidad de reglas claras y de que cualquier medida coyuntural vaya acompañada de un diseño regulatorio moderno. Se necesita un fortalecimiento institucional del ente regulador, requisitos de transparencia y participación y liberar precios en los segmentos donde pueda existir competencia efectiva.

IX) COMENTARIOS FINALES

31. Un análisis reciente de la Unión Industrial Argentina, UIA (Departamento de Infraestructura) plantea que si nuestro país pretende una **tasa de crecimiento del 5 %** hasta el bicentenario de 2016, deberá conseguir tres metas. Por un lado añadir 6 millones de metros cúbicos de gas adicionales por año al sistema. Es similar a lo que en la actualidad se le compra a Bolivia. Por otra parte deberá volver a la importación de petróleo a partir de 2009. Finalmente se deberían incorporar al sistema eléctrico 1000 MW de potencia por año. Los costos necesarios para esta adición al sistema eléctrico son relevantes. Para el caso del sector se estiman en más de 2500 millones de dólares por año. En un escenario de mayor plazo realizado por Montamat se plantea que para crecer al 3 % hasta 2020 son necesarios 1800 millones para sostener el sistema energético y si se pretende crecer al 5 % se deberían gastar más de 2500 millones por año hasta 2020.

32. En lo que se refiere a acciones de corto plazo hay ciertamente poco margen para actuar. El acuerdo de importación de gas desde Bolivia es incierto para pretender volúmenes como los que le compra Brasil.

33. El trabajo de Navajas y Cont del 2004 es un ejercicio interesante para entender la **anatomía de la crisis energética**. Postula un esquema de análisis de la crisis en mercados interconectados de gas y de electricidad que permite separar los determinantes de la escasez de gas natural es en nueve componentes de oferta y demanda⁵. Con esta descomposición se estudia la crisis del 2004. Se analizan los factores críticos para acrecentar o moderar la crisis relacionados con las restricciones a Chile o los cortes a la industria.

34. El petróleo y el gas natural significan en Argentina el 90 % del total de la energía consumida. Mientras tanto el resto se cubre con carbón mineral, hidroelectricidad, energía nuclear y otras fuentes. La producción de **petróleo crudo se redujo** en casi 20 % desde 2001 a 2007, sin embargo el consumo de combustibles derivados del petróleo crecieron 10 %. El sistema ajustó con un descenso de las cantidades exportadas de crudo de 75 % durante este período. Cualquier faltante a futuro de petróleo o gas aumentará la probabilidad de crisis energética. Por lo tanto nuestro país es sumamente vulnerable al tener una **matriz energética muy desbalanceada** [6] y dependiente de los hidrocarburos. La matriz energética cierra precisamente con el precio del petróleo. Lo que no debería ocurrir es que los valores domésticos de los derivados estén muy separados del contexto internacional

35. Es necesario **flexibilizar precios y tarifas** hasta alcanzar la convergencia con precios que reflejen eficiencia y costos que reflejen, como plantea Mezzadri, la escasez. Por otra parte se debe facilitar la readaptación efectiva de los mercados regulados hacia prácticas que incentiven una mayor competitividad. Finalmente la **asociación sector público y privado** es fundamental para el proceso futuro de inversión sin dejar de seguir de cerca las tendencias de los mercados regional e internacionales. Argentina según el consenso de los expertos precisa invertir en infraestructura energética del orden de 25/ 30000 millones de dólares en la próxima década.

36. En definitiva ante la escasez futura de gas natural debería reactivarse el plan de **grandes obras hidroeléctricas**. En el mismo se destacan Corpus, Garabí, Roncador, Santa María y Paraná Medio. Hay que revisar por otra parte el plan nuclear. La reserva eléctrica de potencia del sistema a mediano plazo debería ser de 2500 MW.

37. Todavía no van al ritmo deseado las dos centrales de ciclo combinado de Timbúes y Campana. No se dispone con seguridad de los **aportes de gas natural** para abastecerlas como insumo principal. Atucha II terminaría no antes del 2010 con un sobre costo por encima de todo lo ya invertido en esta central de 700 millones de dólares.

⁵ La crisis eléctrica californiana puso en dudas los esquemas de desregulación de los mercados eléctricos en el mundo. La combinación de fallas de diseño y de elementos exógenos como el precio alto del gas natural, el aumento significativo de la demanda y mayores precios de permisos de emisión provocaron que los precios en el segmento mayorista hayan ascendido en forma explosiva. Pone en observación procesos de desregulación como el encarado en el caso chileno.

⁶ Entre las abundantes distorsiones es destacable la del gas licuado utilizado por hogares de menores recursos. Mientras los que poseen gas natural pagan 0.3 pesos por metro cúbico consumido los que utilizan garrafas abonan 1.2 pesos si acceden a la garrafa social y 1.7 si es una provisión común.

38. Es clave la planificación estratégica de la exploración de reservas de hidrocarburos. La **política energética** debe ser una política de Estado y pensada a 20 años. En el marco de los acuerdos internacionales es de principal prioridad el acuerdo de largo plazo con Bolivia para la importación de gas natural.

39. Los factores de riesgo se deben a elementos financieros ya que los proyectos dependen del gasto público y este es incierto. Hay también riesgos técnicos que se relacionan con un sistema sumamente exigido que se traduce en pérdida de calidad de servicio. Finalmente hay riesgos regulatorios y de índole institucional por el debilitamiento de la Secretaría de Energía ámbito clave que debería rejerarquizarse más. Es marcada la alta incertidumbre en las reglas de juego a nivel del sector que postergan decisiones de inversión. El objetivo de la política energética está en reducir los riesgos a mediano y largo plazo para contribuir así al mayor bienestar colectivo.

X) ANEXOS

Cuadro 1. Participación por empresa en producción de gas

YPF	29.37
Total Austral	25.92
Pan American Energy	10.84
Petrobras	8.85
Pluspetrol	8.42
Petrolera LF Company	4.06

Fuente: Enargas, Cammesa, Sec. de Energía
En porcentaje por operador (abril 2007)

Cuadro 2. Prioridades de política pública

¿Qué áreas clave de cooperación de los sectores público y privado le parecen prioritarias para mejorar la competitividad en el período 2007-2010?	
Un plan estratégico nacional	9.1
Desarrollo de infraestructura y energía	8.9
Desarrollo de las universidades	8.6
Formación técnica de mano de obra	8.5
Desarrollo de la escuela primaria y media	8.5
Promoción de la inversión privada	8.4

Fuente: D'Alessio IROL. Escala de 1 a 10

Gráfico 1. Reservas de petróleo
en millones de barriles

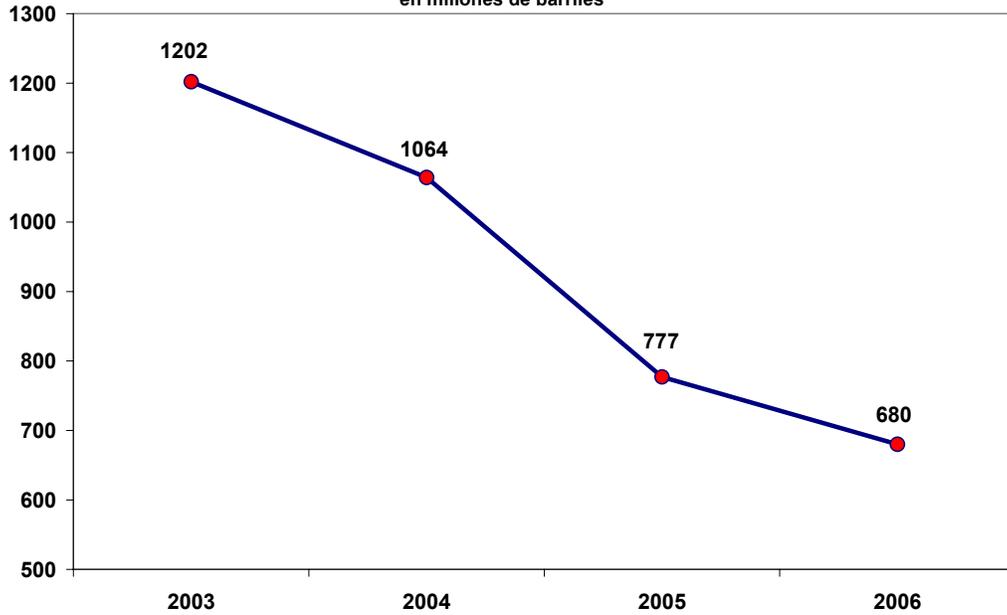
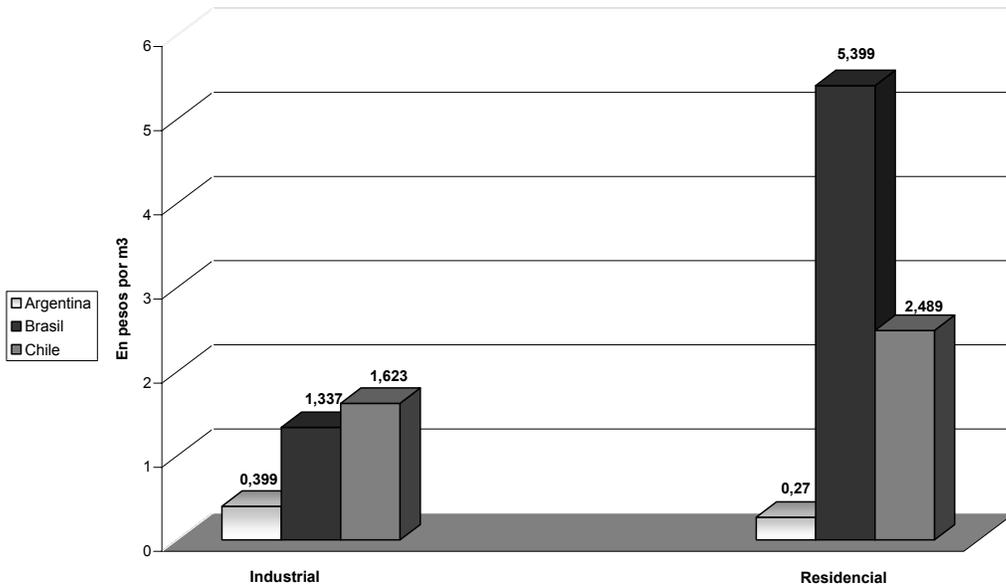
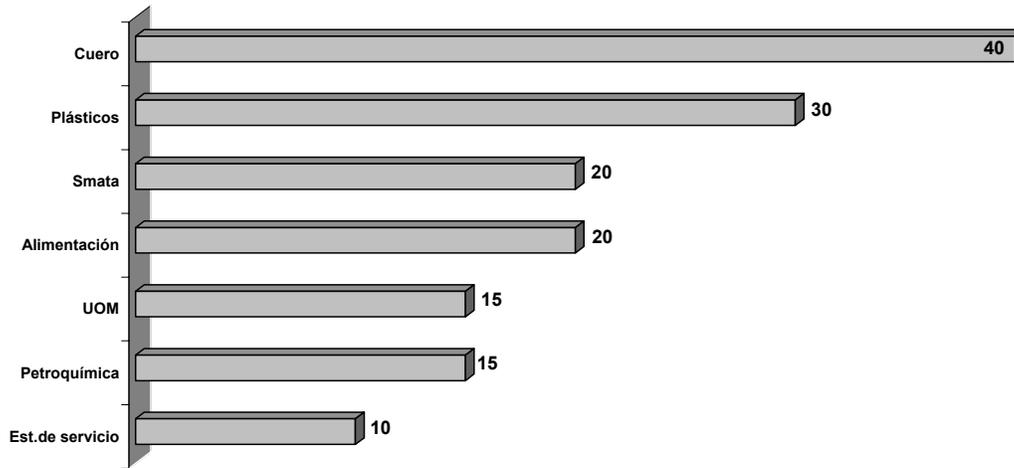


Gráfico 2: Precio del gas en la región



Fuente: Enargas, Cammesa, Sec. de Energía y Montamat & asoc.

Gráfico 3. Trabajadores suspendidos o en vacaciones forzadas por falta de energía
Por sindicatos, en porcentaje



Fuente: Sindicatos

Gráfico 4. Producción de gas
En miles de millones de m3

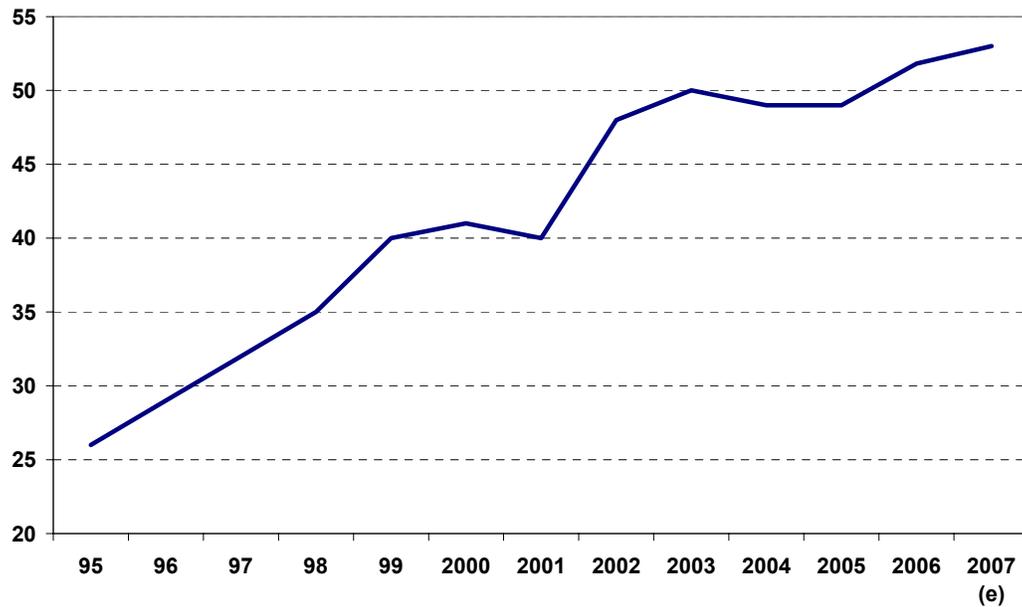
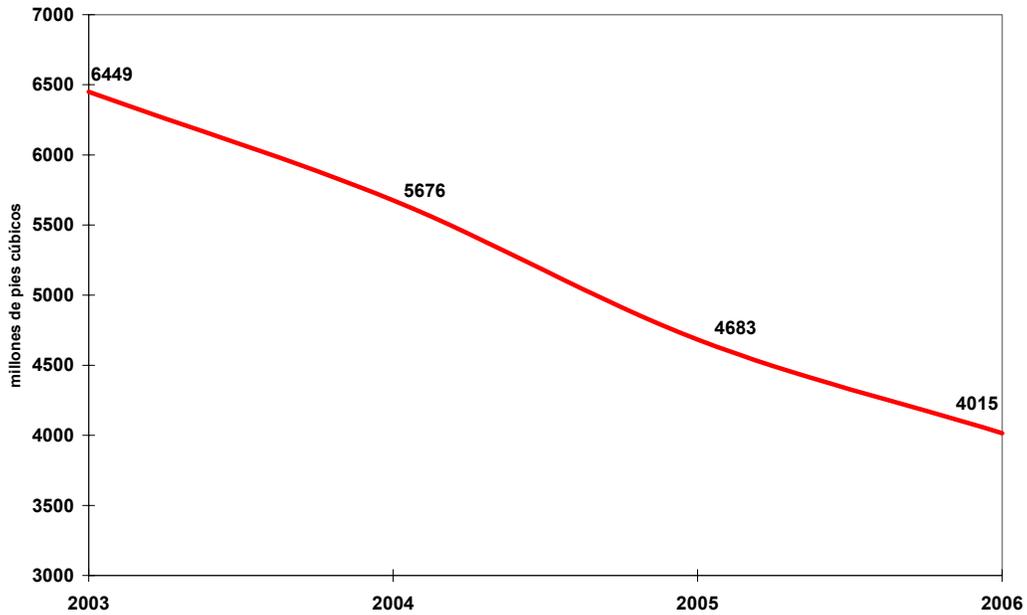


Gráfico 5. Reservas de gas natural



Cuadro 3. GENERACIÓN ELECTRICA

Tipo de Generación	Generación en el mundo en MW de Potencia Instalada	Generación en Argentina en MW de Potencia Instalada	Costos de instalación En u\$s/ Kw (de Potencia Instalada)
Térmica	1.300.000	12.953	450
Hidroeléctrica	700.000	9.021	Más de 1.000
Nuclear	380.000	1.005	1.500 a 2.000
Eólica	32.000	26	800
Geotérmica	8.000	-	600
Solar	2.300	4,5	1.200 a 1.500