

CLICeT
Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas

Por Ricardo A. De Dicco
Marzo de 2006

Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, período 1980-2005



Ciencia y Energía

Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas

Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas de Argentina, período 1980-2005

Por Ricardo A. De Dicco

Buenos Aires, Marzo de 2006

TABLA DE CONTENIDOS

Introducción	1
Capítulo 1. La dependencia hidrocarburífera.....	4
Capítulo 2. Evolución de las reservas y extracción de petróleo y gas natural.....	10
Capítulo 3. Evolución de las inversiones de capital de riesgo y las particularidades de la renta petrolera	29
Reflexiones finales.....	33
Referencias bibliográficas.....	35

Introducción

Argentina marcha hacia un colapso energético sin retorno en el corto plazo, y el mercado no va a evitarlo planificando la disponibilidad energética del país en el futuro, ya que la razón de ser de la empresa privada es maximizar beneficios en el menor tiempo posible, minimizando las inversiones, y en particular las de capital de riesgo. En ese sentido, no se puede criticar a una empresa privada por querer obtener una renta extraordinaria, reduciendo sus costos operativos y aumentando los precios de los combustibles y tarifas de servicios públicos cuando ostenta una posición monopólica otorgada por el Estado. Por el contrario, ésta es la actitud esperable de un agente económico privado, de acuerdo con la teoría del *laissez faire, laissez passer*.

Lo que sí debe criticarse es que las empresas cometan incumplimientos contractuales, fraudes contables y evasión impositiva, y, por sobre todo, que el Estado no se haga cargo de esa problemática y fomente el descontrol de los mercados energéticos, en detrimento del abastecimiento presente y futuro del aparato productivo nacional. Al Estado le corresponde la responsabilidad de encausar mediante una intervención y regulación apropiada, los requerimientos socioeconómicos y el planeamiento estratégico nacional, sin perder de vista el objetivo de la actividad privada de generar ganancias. Las inversiones de capital de riesgo son necesarias para evaluar las posibilidades energéticas de un país, que son la base sobre la que el Estado debe planificar su desarrollo sostenible. Si la actividad privada no está obligada a realizar tales inversiones, tiene la posibilidad de evitarlas.

No es posible esperar inversiones en ningún área de la productividad o de la industria si no se asegura al inversor la disponibilidad de energía, por tiempo razonable y a precios que le permitan competir en los mercados (interno e internacional). Pensar que llegarán inversiones por la “*imagen del gobierno*” o por las “*señales del mercado financiero*”, es menospreciar la capacidad de planeamiento de los países centrales, o de las empresas que a ellos responden, y no ver la realidad, por así decirlo, “*más allá de las narices*”.

Por consiguiente, considerando que Argentina posee una matriz energética hidrocarburo-dependiente, con reservas petroleras y gasíferas en plena declinación y al borde de la importación neta de estos recursos naturales no renovables, cabe preguntarse: ¿cómo hará nuestro país para disponer de energía a partir del próximo quinquenio si tendrá que importarla a precios internacionales? No lo hará si no cuenta con una política energética que priorice sus necesidades internas y al bien común de sus habitantes por sobre los intereses particulares de las empresas, y un planeamiento que obligue a una explotación racional de nuestros escasos recursos hidrocarburíferos.

Desde la privatización del mercado ampliado de la energía, en particular de los segmentos petróleo, gas natural y eléctrico, no se han realizado las inversiones pertinentes para acompañar el crecimiento de la demanda interna ni tampoco se ha financiado el desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los hidrocarburos. Por el contrario, se optó por implementar un modelo energético caracterizado por:

- incrementar irracionalmente los niveles de extracción de hidrocarburos;
- desarrollar los pozos sin cuidado del medio ambiente;
- fijar una política de escasa exploración y escasa inversión en infraestructura;

- no diversificar la configuración de la matriz de fuentes de energía; y;
- divorciar al Estado de sus funciones básicas: planificación, regulación y gestión del sector energético.

Esta retirada del Estado dejó por resultado la inexistencia de una planificación de largo plazo y una configuración de la matriz energética que detenta una alta dependencia respecto a los hidrocarburos petróleo y gas natural.

Cuando se estudia la participación de Argentina en la concentración de reservas hidrocarburíferas en el nivel mundial, se observa que en la actualidad dispone de apenas el 0,3% de las reservas de petróleo, del 0,3% de las reservas de gas natural y del 0,3% de las reservas de carbón mineral. A modo ilustrativo, el total de las reservas certificadas de petróleo de Argentina sólo alcanzarían para cubrir el consumo de EE.UU. por 5 meses, o del mundo por tan sólo 45 días (véase Freda y De Dicco, 2004).

Cuando se arguye que el Estado está obligado a cuantificar estos recursos estratégicos, y disponer su utilización de forma tal que la Nación sea lo menos vulnerable y dependiente, hasta que el desarrollo de otros recursos energéticos alternativos brinden la posibilidad de sostener el desarrollo económico sin disminuir la calidad de vida de sus ciudadanos, surgen inmediatamente interrogantes que el gobierno de turno debería plantearse y contestar:

- ¿Argentina es un país hidrocarburífero con reservas para exportar indiscriminadamente?;
- ¿cumple el país con el concepto de “desarrollo sustentable”?¹;
- ¿es la energía necesaria y fundamental para el desarrollo?²;
- ¿qué se entiende por desarrollo y cómo debería encaminarse el país para alcanzarlo y hacerlo sostenible en tiempo?
- ¿tiene el país una política energética nacional orientada a un desarrollo económico sostenible?³

Estudios recientes del IDICSO-USAL respecto a la disponibilidad de reservas hidrocarburíferas en el mundo (De Dicco y Freda, 2005), indican que el petróleo comenzará a escasear en cuarenta años o antes, y que el gas natural en aproximadamente sesenta años, y que el pico de extracción mundial de petróleo sería alcanzado entre 2005 y 2006. Frente a esta realidad, los países centrales ya trazaron su estrategia: Asia Central y Medio Oriente (en particular: Afganistán, Irak e Irán) son parte de ella.

Los principales países Latinoamericanos con respecto a la extracción de hidrocarburos, tales como Venezuela, Brasil y México (Petróleo: Venezuela con el 6,8% de las reservas mundiales, México con el 1,4% y Brasil con el 0,9%; Gas Natural: Venezuela con el 2,4% de las reservas mundiales), han reafirmado el dominio imprescriptible e

¹ Según el documento “*Commission on Environmental and Development*” (Ginebra, 1987), desarrollo sustentable es aquel capaz de satisfacer las necesidades de la actual generación, sin amenazar las correspondientes a las generaciones futuras, dejándoles a las mismas la opción de elegir su propio estilo de vida.

² Calificada en la conferencia de Naciones Unidas de 1992 como “*factor decisivo del desarrollo sustentable*” (...) “*Sin energía los países subdesarrollados no saldrán del subdesarrollo*” (París, 1992).

³ Cabe destacar que la política energética debe ser en sí misma sustentable. De no ser así, se condiciona la gobernabilidad del país.

inalienable del Estado sobre la propiedad y explotación de los hidrocarburos, sosteniendo el criterio de “recurso estratégico”. Actualmente, Bolivia, país que concentra el 0,4% de las reservas mundiales de gas natural, ha reafirmado lo mismo.

Pese a que el petróleo y el gas natural proveen a la Argentina del 90% del total de la energía que consume, el Estado entregó el dominio y el control de lo que se extrae a un puñado de conglomerados petrolero-financieros, mayoritariamente extranjeros.

No se requiere de mucha imaginación para comprender el problema que se avecina en un contexto de agotamiento de las reservas hidrocarburíferas del país y de precios internacionales en pleno ascenso.

Un dato para nada menor es que Argentina se quedará sin disponibilidad de hidrocarburos antes que los países desarrollados, y con una demanda mundial creciente, que le dificultará el acceso al mercado externo, sumado a ello tiempos de planificación energética –para evitar una importación neta de energía y un colapso energético– poco o nada bondadosos.

Sin energía sería inconcebible la industrialización y la inversión en ciencia y técnica, así como la propia urbanización de la sociedad, sin importar sistemas económicos y políticos. Como fuera mencionado antes, no es posible esperar inversiones en ninguna rama del aparato productivo, en particular del sector industrial, si no se le asegura al inversor la disponibilidad de energía, por tiempo razonable y a precios y tarifas que le permita competir en los mercados interno e internacional.

Esta sustentabilidad en el tiempo hace inexcusable la ausencia del Estado en la política y planificación energética de cualquier país soberano. Sin energía disponible no existirán inversiones en la producción, se profundizará el subdesarrollo, las desigualdades en la distribución del ingreso, el empleo informal, el desempleo estructural y la pobreza. Peor aun, los reclamos y conflictos sociales crecientes podrían comprometer la sustentabilidad política. Nuevamente, entonces, cabe preguntarse: ¿cómo hará Argentina para disponer de energía más allá del próximo quinquenio?

De las consideraciones precedentes, surge la necesidad en el presente estudio de indagar, mediante un diagnóstico basado en datos empíricos oficiales para el período 1980-2005 en Argentina, sobre:

- la actual relación de dependencia hidrocarburífera del aparato productivo nacional;
- la evolución de las reservas certificadas y de la extracción de hidrocarburos, con sus respectivas irregularidades pasadas y presentes, para el período 1980-2005; y;
- la evolución de las inversiones de capital de riesgo en exploración, para el período 1980-2005, y las particularidades de la renta petrolera.

Capítulo 1. La dependencia hidrocarburífera

Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias. Por fuentes de energía primaria deberán entenderse aquellas que se obtienen de la Naturaleza y que no han sufrido proceso alguno en centros de transformación, tales como: hidroenergía, combustibles nucleares, hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y carbón mineral), leña, bagazo, eólica, solar, etc. Mientras que las fuentes de energía secundaria son aquellos productos energéticos que no pueden ser obtenidos de la Naturaleza y que son el resultado de la manipulación del hombre sobre las energías primaria (en centros de transformación) con el fin de que las mismas puedan satisfacer las necesidades del aparato productivo nacional: electricidad, gas distribuido por redes, gas de refinería, gas licuado, motonaftas, kerosene y aerokerosene, diesel-oil + gas-oil, fuel-oil, carbón residual, gas de coquería, gas de alto horno, coque de carbón, carbón de leña, no energéticos,⁴ etc.

Entonces, cuando se estudia la oferta de energía, que es la disponible para el consumo de un país, deben distinguirse las siguientes variables: producción, importación, exportación + bunker,⁵ variación de stock o inventario y energía no aprovechada. La oferta total de energía es aquella cantidad de energía primaria y secundaria disponible para cubrir las necesidades energéticas del país, tanto del consumo final de los sectores socioeconómicos, como del consumo propio del sector energético y de los centros de transformación.

Con respecto a la transformación, se hace referencia a la cantidad de flujos energéticos primarios y secundarios que ingresan al conjunto de centros de transformación, del cual resulta en energía secundaria; es decir, el cambio de transformación física o química de una fuente energética en otra por medio de los centros de transformación, de los cuales se obtienen productos energéticos. Los centros de transformación están constituidos por centrales eléctricas (hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleoeeléctricas, eólicas y paneles solares) asociadas al Servicio Público y de Autoproducción, así como también por plantas de tratamiento de gas, refinerías de petróleo, centros de carboneras y centros de coquerías y altos hornos.

El consumo es aquella energía utilizada tanto por el sector energético como por los diferentes sectores socioeconómicos para satisfacer sus requerimientos. Pueden distinguirse dos tipos de consumo: propio y final. El consumo propio es aquella cantidad de energía que es utilizada por el sector energético con el fin de satisfacer requerimientos de los eslabones de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento. Mientras que el consumo final es aquel que abarca todos los flujos energéticos agrupados, considerando los sectores socioeconómicos en que son consumidos. El consumo final se constituye en consumo final energético y consumo final no energético. El primero concierne a la cantidad total de productos primarios y secundarios empleados por todos los sectores de consumo en la satisfacción de sus

⁴ Los “no energéticos” son aquellas fuentes de energía secundaria que tienen contenido energético pero que no se utilizan para fines energéticos.

⁵ “Bunker” representa aquellos combustibles derivados del petróleo que abastecen a navíos y aeronaves fuera de las fronteras del país. “Por tal motivo, si bien no es una exportación, se lo agrega junto a estas, ya que desde el punto de vista energético, es como si lo fuera, restando a la Oferta Interna” (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

necesidades energéticas; el segundo abarca los volúmenes de productos que son empleados con fines no energéticos en todos los sectores de consumo. En suma, el consumo final total se trata de la totalidad de la energía que se entrega a los sectores de consumo, tanto para usos energéticos, como no energéticos. Los sectores socioeconómicos de consumo que se analizan en el presente estudio son los siguientes: Residencial, Comercial/Público, Transporte, Agropecuario e Industrial.

A partir de estas definiciones conceptuales de la Secretaría de Energía de la Nación (2006a), se procederá a caracterizar la oferta y el consumo totales de energía de Argentina para el año 2004.

En 2004 la relación de dependencia petro-gasífera de Argentina superó el 90%, registrándose una gravitación récord en el gas natural, de casi 49% (véase Cuadro 1), mientras que la participación del petróleo disminuyó levemente hasta 41,5%. En efecto, durante el ejercicio anual 2004, según la tabla “*Cuadros Balance Energético Nacional, Serie 1970-2004*” de la Secretaría de Energía de la Nación, la oferta total de energía primaria alcanzó los 87,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP),⁶ de los cuales el 91,1% correspondió a los hidrocarburos petróleo, gas natural y carbón mineral, recursos naturales no renovables, mientras que los energéticos alternativos explicaron el 8,9% restante. Véase el Cuadro 1:

Cuadro 1. Oferta Total por fuentes de energía primaria, en miles de TEP y porcentajes, año 2004

Fuente de Energía Primaria	TEP	%
Hidroenergía	3.279	3,8
Nuclear	2.379	2,7
Gas natural	42.544	48,8
Petróleo	36.204	41,5
Carbón mineral	668	0,8
Leña	800	2,4
Bagazo	650	
Otros primarios	679	
TOTAL OFERTA PRIMARIA	87.202	100,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006b).

El 97,8% de los 87,2 millones de TEP de oferta de energía primaria provino de la producción nacional, 2,1% de la importación, correspondiendo 0,1% a variaciones de stock. Al mercado interno se destinaron 71,4 millones de TEP, se exportaron 15,1 millones de TEP, correspondiendo el resto a energía no aprovechada.

⁶ Al compararse la oferta primaria de 2004 con las correspondientes a los años 2003, 2000, 1990 y 1980, se observa un incremento del 1,6%, 3,9%, 70% y 88,5%, respectivamente.

Con respecto a las fuentes de energía secundaria, la oferta total alcanzada en 2004 fue equivalente a 73,7 millones de TEP (véase Cuadro 2).⁷ La electricidad participó con 12,6%, gas distribuido por redes 42,7%, gas de refinería 1%, gas licuado de petróleo (GLP) 5,2%, motonaftas 9%, kerosene y aerokerosene 1,7%, diesel-oil + gas-oil 16,6%, fuel-oil 4%, carbón residual 1,7%, gas de alto horno 0,4%, coque de carbón 1,1%, no energético 3,5%, gas de coquería 0,2% y carbón de leña 0,3%. Véase el Cuadro 2:

Cuadro 2. Oferta Total por fuentes de energía secundaria, en miles de TEP y porcentajes, año 2004

Fuente de Energía Primaria	TEP	%
Electricidad	9.278	12,6
Gas Distribuido por Redes	31.443	42,7
Gas de Refinería	750	1,0
Gas Licuado	3.838	5,2
Motonaftas	6.641	9,0
Kerosene y Aerokerosene	1.258	1,7
Diesel-Oil + Gas-Oil	12.207	16,6
Fuel-Oil	2.934	4,0
Carbón Residual	1.289	1,7
No Energético	2.571	3,5
Gas de Coquería	194	0,2
Gas de Alto Horno	293	0,4
Coque de Carbón	798	1,1
Carbón de Leña	218	0,3
TOTAL OFERTA SECUNDARIA	73.712	100,0

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006b).

El 97,6% de los 73,7 millones de TEP de oferta de energía secundaria provino de la producción nacional y el 2,4% restante de la importación. Al mercado interno se destinaron 63,4 millones de TEP, para la exportación 8,4 millones de TEP, correspondiendo el resto a energía no aprovechada, pérdidas y ajustes.

El consumo final total resultante de las fuentes de energía primaria y secundaria en 2004, luego del proceso de transformación y del consumo propio de las empresas del sector energético, fue equivalente a 45,7 millones de TEP, de los cuales 8,1% correspondió a consumo no energético, y el restante 91,9% al consumo de sectores socioeconómicos.

Los sectores socioeconómicos consumieron en 2004 unos 42 millones de TEP, de los cuales el sector Transporte participó con el 30,3% del consumo, el Industrial con 27%,

⁷ Al compararse la oferta secundaria de 2004 con las correspondientes a los años 2003, 2000, 1990 y 1980, se observa un incremento del 8,5%, 7,8%, 55,1% y 75,4%, respectivamente.

el Residencial con 23,5%, el Agropecuario con 11,1% y el Comercial/Público con 8,1%, como se puede observar en el Cuadro 3.

Los energéticos de mayor consumo fueron el gas distribuido por redes, el diesel-oil + gas-oil y la electricidad. Los sectores de mayor consumo del gas distribuido por redes fueron el Residencial y el Industrial, y en menor medida el Transporte y el Comercial/Público. La casi totalidad del consumo de diesel-oil + gas-oil correspondió a los sectores Transporte y Agropecuario, con escaso consumo de los sectores Comercial/Público e Industrial. Y en relación a la electricidad, los mayores consumidores fueron el sector Industrial, el Residencial y el Comercial/Público, con escaso consumo de los sectores Transporte y Agropecuario. El bagazo, el carbón residual, el gas de coquería, el gas de alto horno y el coque de carbón son de consumo exclusivo del sector Industrial; las motonaftas las consume sólo el sector Transporte.

Las únicas fuentes de energía primaria consumidas por los sectores socioeconómicos mencionados fueron la leña, el bagazo y “Otros Primarios”,⁸ ya que el resto (petróleo, gas natural, carbón mineral, hidroenergía y energía nuclear) son destinadas a los centros de transformación.

⁸ “La **producción de leña** (energético potencialmente renovable), proviene fundamentalmente de los bosques implantados, y de los bosque nativos”. [...] “La leña es utilizada en forma directa como consumo residencial (calefacción y cocción) y en menor medida, en el sector industrial. Además, en el centro de transformación (carbonera) se lo transforma en Carbón de Leña” (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

“El **Bagazo de caña** (que surge como el residuo del prensado de la caña para la producción azucarera) se lo transforma en energía eléctrica (en centrales de Autoproducción), pero la mayor parte, se la consume como combustible en la propia industria del azúcar. No se considera, el bagazo que se utiliza como materia prima para la fabricación de papel, dado que esto no es un insumo energético” (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

“Dentro de **Otros Primarios**, se encuentra la Energía Eólica, la Energía Solar, diversos residuos del agro que se utilizan como combustibles, como ser cáscaras de girasol y otros cereales, marlo de maíz, aserrín de quebracho, el licor negro (proveniente de la industria del papel), y el gas de cola (gas derivado del licor negro, con alto contenido de monóxido de carbono).

No obstante, se incluyen también a los biocombustibles, que deberían considerárselos como energéticos secundarios. También se incluyen a la generación eólica asociada al Servicio Público, algo de energía solar (aunque de participación muy marginal) y a las Centrales de Autoproducción, que generan “[...] energía eléctrica a partir de cáscaras, aserrín de quebracho, licor negro y gas de cola. El resto, se lo consume directamente en el sector industrial como combustibles” (Secretaría de Energía de la Nación, 2006a).

Cuadro 3. Consumo Final de las fuentes de energía primaria y secundaria por sectores socioeconómicos, en miles de TEP, año 2004

Fuentes de Energía		Sectores socioeconómicos					
		Residencial	Comercial y Público	Transp.	Agrop.	Indust.	TOTAL
PRIMARIA	Leña	103	69	0	0	116	288
	Bagazo	0	0	0	0	564	564
	Otros primarios	63	0	0	129	324	516
SECUNDARIA	Electricidad	1.935	1.780	50	65	3.500	7.330
	Gas Distribuido por Redes	6.118	1.235	2.527	0	4.881	14.761
	Gas de Refinería	0	0	0	0	0	0
	Gas Licuado	1.318	204	0	58	373	1.953
	Motonaftas	0	0	3.226	0	0	3.226
	Kerosene y Aerokerosene	135	0	369	0	0	504
	Diesel-Oil + Gas-Oil	0	68	6.517	4.257	73	10.915
	Fuel-Oil	0	35	39	154	569	797
	Carbón Residual	0	0	0	0	432	432
	No Energético	0	0	2	0	225	227
	Gas de Coquería	0	0	0	0	72	72
	Gas de Alto Horno	0	0	0	0	165	165
	Coque de Carbón	0	0	0	0	83	83
Carbón de Leña	218	0	0	0	0	218	
TOTAL CONSUMO FINAL		9.890	3.390	12.730	4.662	11.376	42.048

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006b).

El sector Residencial consumió 9,9 millones de TEP, de los cuales el 61,9% correspondió al gas distribuido por redes, 19,6% a electricidad, 13,3% a gas licuado de petróleo envasado, 2,2% a carbón de leña, 1,4% a kerosene, 1% a leña y 0,6% a “Otros Primarios”.

El sector Comercial/Público consumió 3,4 millones de TEP, de los cuales el 52,5% correspondió a la electricidad, 36,5% al gas distribuido por redes, 6% a gas licuado de petróleo envasado, 2% a leña, 2% a diesel-oil + gas-oil y 1% a fuel-oil.

El sector Transporte consumió 12,7 millones de TEP, de los cuales el 51,2% correspondió al diesel-oil + gas-oil, 25,3% a motonaftas, 19,9% al gas distribuido por

redes (GNC: gas natural comprimido para uso vehicular), 2,9% al aerokerosene, 0,4% a electricidad y 0,3% a fuel-oil.

El sector Agropecuario consumió 4,7 millones de TEP, de los cuales el 91,3% correspondió al diesel-oil + gas-oil, 3,3% a fuel-oil, 2,8% a “Otros Primarios”, 1,4% a electricidad y 1,2% a gas licuado de petróleo envasado.

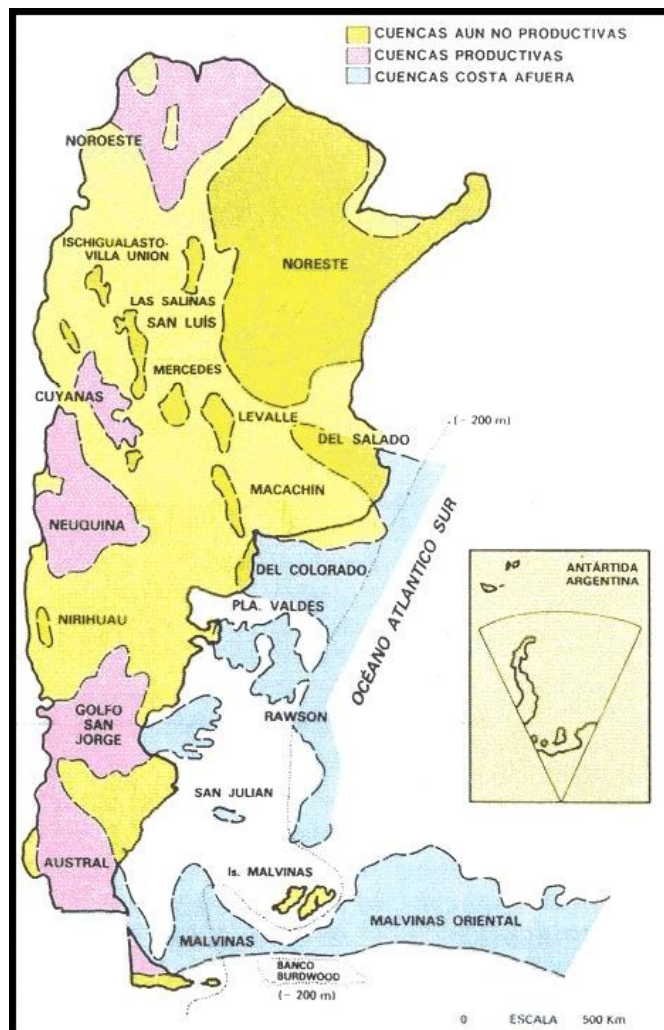
El sector Industrial consumió 11,4 millones de TEP, de los cuales el 42,9% correspondió al gas distribuido por redes, 30,8% a electricidad, 5% a fuel-oil, 5% a bagazo, 3,8% a carbón residual, 3,3% a gas licuado de petróleo, 2,8% a “Otros Primarios”, 2% a “No Energético”, 1,5% a gas de alto horno, 1% a leña, 0,7% a coque de carbón, 0,6% a diesel oil + gas-oil y 0,6% a gas de coquería.

En suma, los hidrocarburos petróleo y gas natural satisfacen el 90% de las necesidades energéticas del país, lo que denota una preocupación muy seria cuando se aborde en el próximo capítulo el agotamiento de las reservas de ambos recursos naturales no renovables, sumado a ello el costo que significará para el aparato productivo nacional la importación de estos recursos estratégicos una vez que la oferta propia sea escasa o inexistente.

Capítulo 2. Evolución de las reservas y extracción de petróleo y gas natural

Las cuencas sedimentarias son amplias hondonadas que se encuentran en los zócalos donde las capas sedimentarias se han acumulado en capas concéntricas (las más recientes en el centro y las más antiguas hacia el exterior). Según la Secretaría de Energía de la Nación,⁹ en Argentina han sido identificadas 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km². En el presente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste (NOA), Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral (o Magallanes). Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines del negocio petrolero. En el Mapa 1 se presenta la ubicación geográfica de las cinco cuencas sedimentarias del país:

Mapa 1. Ubicación geográfica de las cuencas sedimentarias de hidrocarburos



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (<http://energia.mecon.gov.ar>).

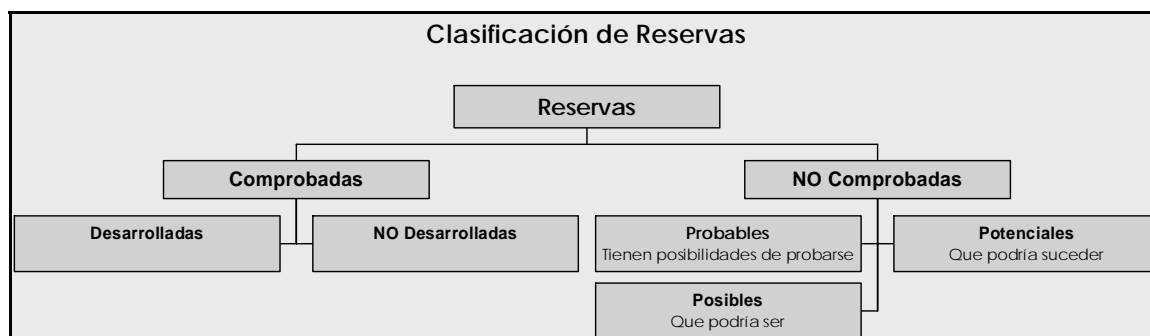
⁹ <http://www.energia.gov.ar>

- Austral o de Magallanes: Provincias de Tierra del Fuego, Santa Cruz y aguas aledañas a las Islas Malvinas.
- Cuyana o de los Bolsones: Provincia de Mendoza.
- Golfo San Jorge: Provincias de Santa Cruz, Chubut y aguas del Golfo San Jorge.
- Neuquina: Provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa.
- Noroeste (NOA): Provincias de Salta, Jujuy y Formosa.

Las reservas hidrocarburíferas son acumulaciones de hidrocarburos fluidos que contienen yacimientos naturales. El volumen de las reservas es calculado mediante procedimientos matemáticos basados en sus propiedades físicas. Las reservas probadas de hidrocarburos son las que representan cantidades estimadas de petróleo crudo (incluyendo condensado, líquidos de gas) y de gas natural, encontrándose las mismas en regiones donde las perforaciones llevadas a cabo permiten establecer con cierta exactitud la superficie de la extensión de las acumulaciones y sus espesores productivos, para lo cual la información geológica y de ingeniería disponible demuestra si podrán ser extraídas en el futuro, o no, de los yacimientos identificados, con el equipo existente y los métodos operativos actuales.

Las reservas se clasifican en comprobadas y no comprobadas:

Diagrama 1. Clasificación de reservas de hidrocarburos



Fuente: elaboración propia en base a datos del IDICSO-USAL.

Las reservas comprobadas (o probadas o certificadas) son aquellas cantidades de petróleo, gas natural o carbón mineral que, en base al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con un margen inferior al 10%. Sólo son comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo las actuales condiciones económicas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales. Es decir, la reserva de un yacimiento hidrocarburífero es una fracción del hidrocarburo original *in situ*, dado que no es posible extraer el total del energético existente, y el valor de esa fracción fluctúa entre un 15% y 60% del total del hidrocarburo existente. En ese sentido, se dirá que las reservas comprobadas o certificadas son el resultado de la obtención de ese valor.

En lo concerniente a las reservas no comprobadas, se subdividen en probables y posibles. Las reservas probables son aquellas que han sido descubiertas, pero no han sido medidas ni evaluadas; es decir, no certifican el valor de la variación mencionada existente en esa fracción. Por consiguiente, suele tomarse para el registro de reservas

totales la sumatoria de las reservas comprobadas y del 50% de las reservas probables. Y las reservas posibles son aquellas que no se basan en información científica, sino que se especula que “posiblemente” se encuentren cantidades determinadas de hidrocarburos.

Las definiciones conceptuales y clasificación de reservas de la Secretaría de Energía de la Nación pueden encontrárselas también en la reciente Resolución N° 324/2006 (véase Anexo 1).

Según el último boletín de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a), el remanente de las reservas comprobadas de petróleo al 31 de Diciembre de 2004 alcanzaba los 368,9 millones de m³, y el correspondiente a las de gas natural, para igual fecha, alrededor de 534 mil millones de m³. En relación a la extracción hidrocarburífera, al finalizar el ejercicio anual 2004 la correspondiente a los yacimientos petroleros alcanzó los 40,4 millones de m³, y la gasífera superó los 52 mil millones de m³ (véase Cuadro 4).

No obstante, considerando que el nivel de extracción petrolera correspondiente al ejercicio 2005 fue equivalente a 38,5 millones de m³, según datos provisorios consultados en la tabla dinámica “*Producción y Pozos*” de la Secretaría de Energía de la Nación (2006c), el remanente de reservas probadas de petróleo al 31 de Diciembre de 2005 debería registrar al menos 330,4 millones de m³; con un coeficiente de reservas/extracción (horizonte de vida) de 8,6 años al ritmo de extracción de 2005. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, teniendo en cuenta el nivel de extracción gasífera registrado durante el ejercicio 2005 de 51.453 millones de m³, según datos de la mencionada tabla dinámica oficial, el remanente de las mismas al 31 de Diciembre de 2005 debería ser equivalente a 482.764 millones de m³, con un horizonte de vida (relación reservas/extracción) de 9,4 años (véase Cuadro 5).

Con respecto a la distribución geográfica de las reservas y extracción de hidrocarburos, en el Gráfico 1 puede observarse que la cuenca Neuquina concentra buena parte de las reservas del país: 36,4% de las reservas petroleras y 50,7% de las reservas gasíferas. También puede observarse que los principales reservorios de petróleo se ubican en la cuenca Golfo San Jorge: 49,6%. La mitad de las reservas gasíferas se concentran en la cuenca Neuquina, y yacimientos importantes en las cuencas del NOA y Austral: 18% y 24,5%, respectivamente.

En lo concerniente a la extracción, en el Gráfico 2 se observa nuevamente una mayor concentración en la cuenca Neuquina: 44,4% de petróleo y 60,8% de gas natural. También se destaca la participación de la extracción petrolera en la cuenca del Golfo San Jorge: 40,6%, y las participaciones de la extracción gasífera en las cuencas del NOA y Austral: 14,3% y 17,5%, respectivamente.

Cuadro 4. Comparación de los Horizontes de Vida de Petróleo y Gas Natural según clasificación de reservas, al 31/Dic/2004 (en millones de metros cúbicos y años)

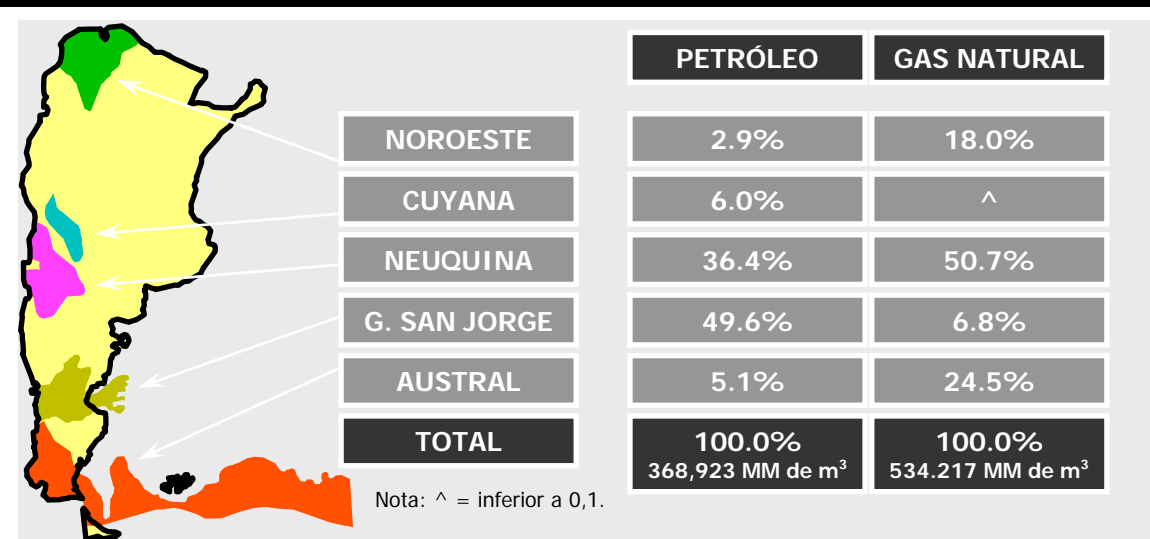
Hidrocarburo	Reservas (en millones de m ³)	Extracción (en millones de m ³)	Relación R/E (años)
PETRÓLEO	Comprobadas = 368,9	40,4	9,1
	Comprobadas + 50% de Probables = 444,4		11,0
GAS NATURAL	Comprobadas = 534.217	52.317	10,2
	Comprobadas + 50% de Probables = 648.798		12,4

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a).

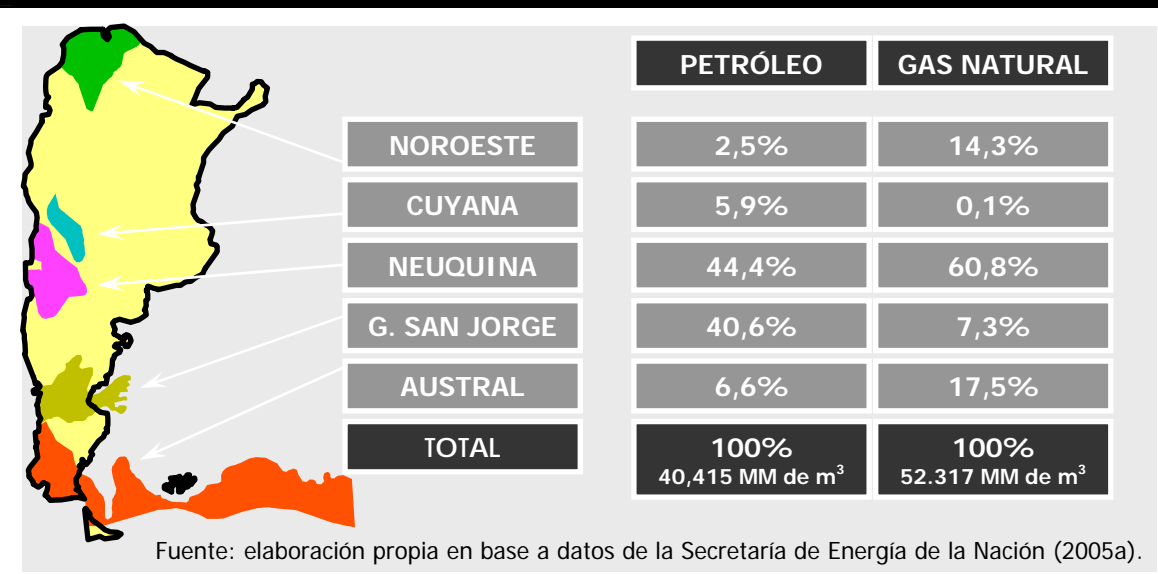
Cuadro 5. Estimación del remanente de reservas comprobadas y del horizonte de vida de hidrocarburos al 31/Dic/2005 (en millones de metros cúbicos y años)

Hidrocarburo	Reservas Comprobadas (en millones de m ³)	Extracción (en millones de m ³)	Relación R/E (años)
PETRÓLEO	330,4	38,5	8,6
GAS NATURAL	482.764	51.453	9,4

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2006c).

Gráfico 1. Distribución geográfica de las Reservas Comprobadas de Hidrocarburos, correspondiente al 31/Dic/2004

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a).

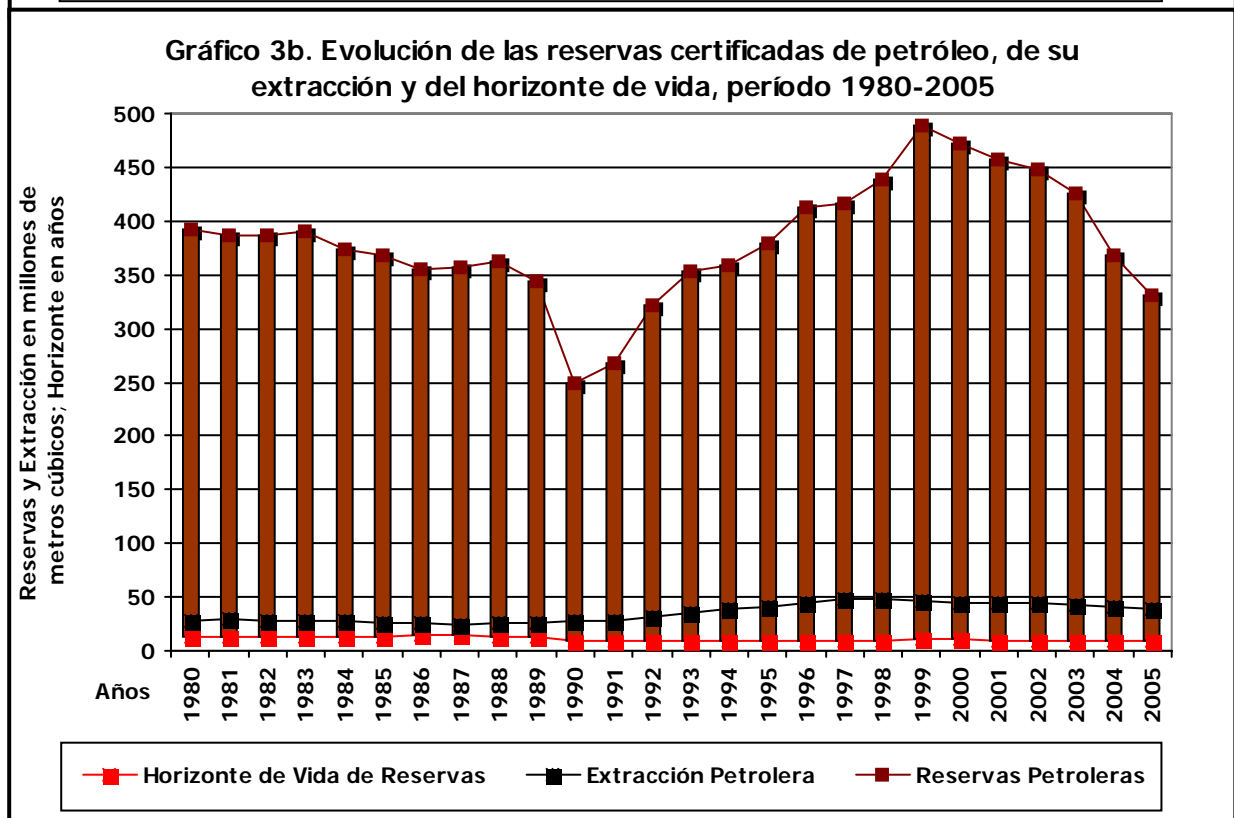
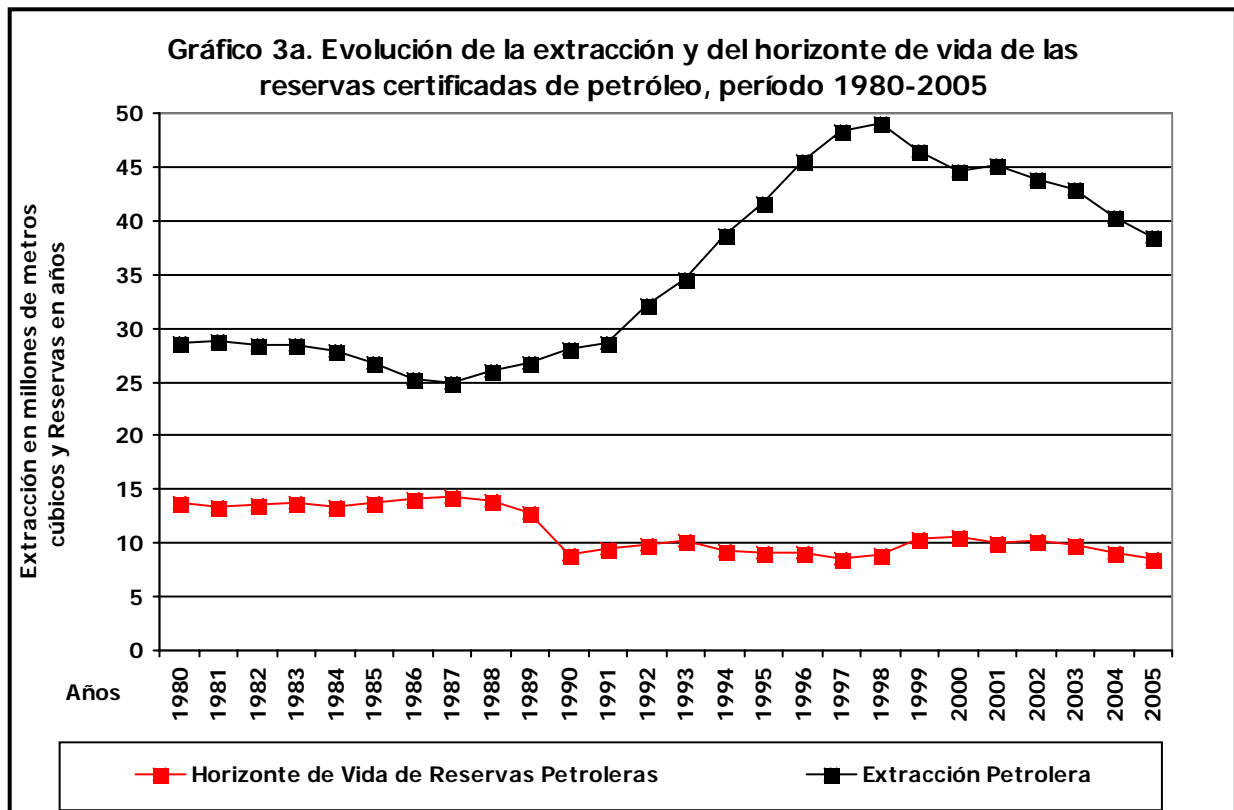
Gráfico 2. Distribución geográfica de la Extracción Hidrocarburífera, correspondiente al 31/Dic/2004

En el Gráfico 3a se presenta la evolución de la extracción y del horizonte de vida de las reservas comprobadas de petróleo para el período 1980-2005, en base a datos del boletín anual de hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a). Durante el período 1980-1989 puede observarse que el nivel de extracción petrolera era en promedio 27 millones de m³ anuales; mientras que durante el período 1990-1999 el promedio anual de extracción alcanzó los 39 millones de m³, alcanzando el pico de extracción en 1998, con 49 millones de m³; ¹⁰ incrementándose un 44% con el nuevo modelo energético respecto al modelo de gestión estatal.

Para el quinquenio 2000-2004 el promedio de extracción alcanzado fue de 43 millones de m³, un 10% superior al registrado durante la década del '90 y un 12% inferior al registrado en 1998; incluso, si se compara el nivel de extracción de 2004 con el de 1998, la disminución corresponde al 18%.

No obstante, el horizonte de vida de reservas petroleras disminuyó de 14 años en 1988 (el año previo a las reformas estructurales) a 9,1 años en 2004. Sin embargo, para fines de 2005, y como fuera mencionado antes, el horizonte había disminuido a 8,6 años (véase Cuadro 5).

¹⁰ Durante la primera etapa de la privatización de YPF, período 1989-1992, el nivel de extracción promedio anual fue de 29 millones de m³, un 7% superior respecto al promedio registrado durante la década del '80, destacándose una disminución del horizonte de vida de las reservas durante dicha etapa de privatización, de 13 a 10 años de reservas certificadas de petróleo.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a y 2006c).

Cuando se analiza la evolución de las reservas certificadas de petróleo, en el Gráfico 3b se observa que en 1989, año de inicio de las reformas estructurales de la primer Administración Menem, tales reservas eran de 344,6 millones de m³ y al año siguiente habían disminuido casi un 28%, registrándose 249,6 millones de m³ al 31/Dic/1990.

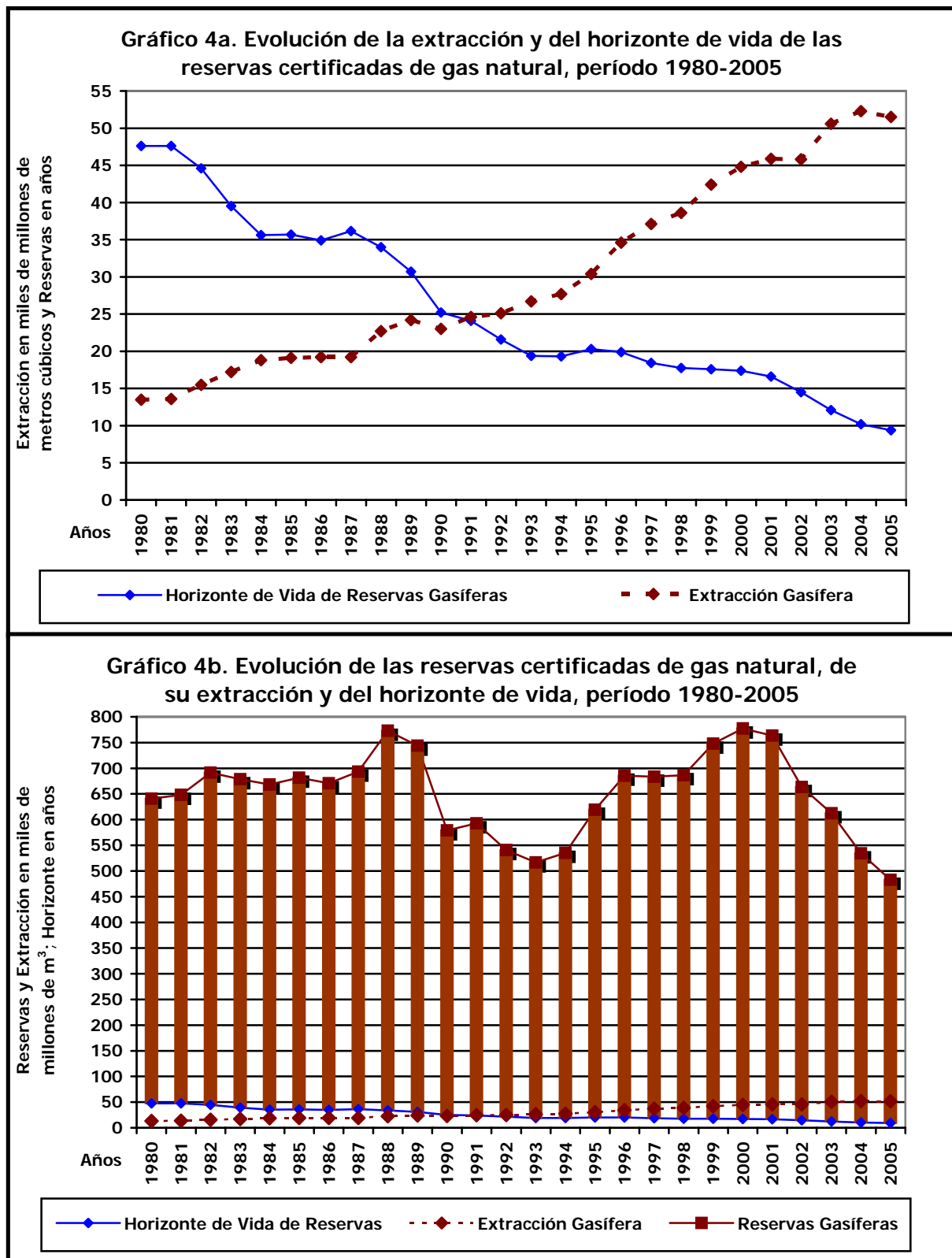
Considerando el nivel de extracción de 1990, equivalente a 28 millones de m³, no se entiende bien cómo es posible que el remanente de reservas para ese año haya caído muy por debajo de los 316 millones de m³.

No obstante, durante los dos años posteriores se “recuperan” reservas, alcanzando los 320 millones de m³. Para fines de 2004 el remanente de reservas certificadas de petróleo es muy similar al del año previo a las reformas estructurales, con la diferencia de que entonces se contaba con un horizonte de vida de casi 14 años, y en 2004 con 9 años, producto del aumento significativo de la extracción durante el período 1989-1998 y de los esfuerzos exploratorios supuestamente “realizados” en igual período.¹¹

En el caso del gas natural, como puede observarse en el Gráfico 4a, durante el período 1980-1989 el nivel de extracción promedio correspondió a 18 mil millones de m³. Durante el período 1990-1999 el promedio anual de extracción gasífera alcanzó los 31 mil millones de m³, es decir, un 72% superior al registrado durante la década anterior. Asimismo, cabe señalar que entre 1980 y 1989 la extracción gasífera se había incrementado un 79%, debido principalmente al ingreso del NEUBA II a la red de gasoductos troncales que abastecen al mercado interno. Este incremento registrado durante los años '80 explica por qué había descendido el nivel de extracción petrolera durante igual período, ya que la política energética de entonces estaba orientada a otorgar mayor participación al gas natural en la matriz de consumo energético, en particular en el suministro a las centrales térmicas y abastecer a las grandes industrias.

También puede observarse en el Gráfico 4a que, a diferencia del petróleo que alcanzó su pico de extracción en 1998, en el caso del gas natural la extracción todavía no ha alcanzado su “pico” y su posterior declinación durante el quinquenio 2000-2004; más bien se trataron de niveles récord (más de 52 mil millones de m³ en 2004, un 3% superior al de 2003 y casi 17% más que el de 2000). Ello se explica por las exportaciones, las cuales incrementaron significativamente el nivel de extracción a partir de 1996. No obstante, consideramos que el pico de extracción gasífera fue alcanzado en 2005.

¹¹ Ex funcionarios técnicos de la Secretaría de Energía de la Nación arguyen que los datos de las reservas hidrocarburíferas fueron manipulados antes de la privatización de YPF S.E. y de la concesión de las áreas centrales y marginales con el fin de beneficiar a las empresas adjudicadas en las licitaciones y para que éstas puedan mostrar, luego de la privatización, supuestas inversiones de capital de riesgo.

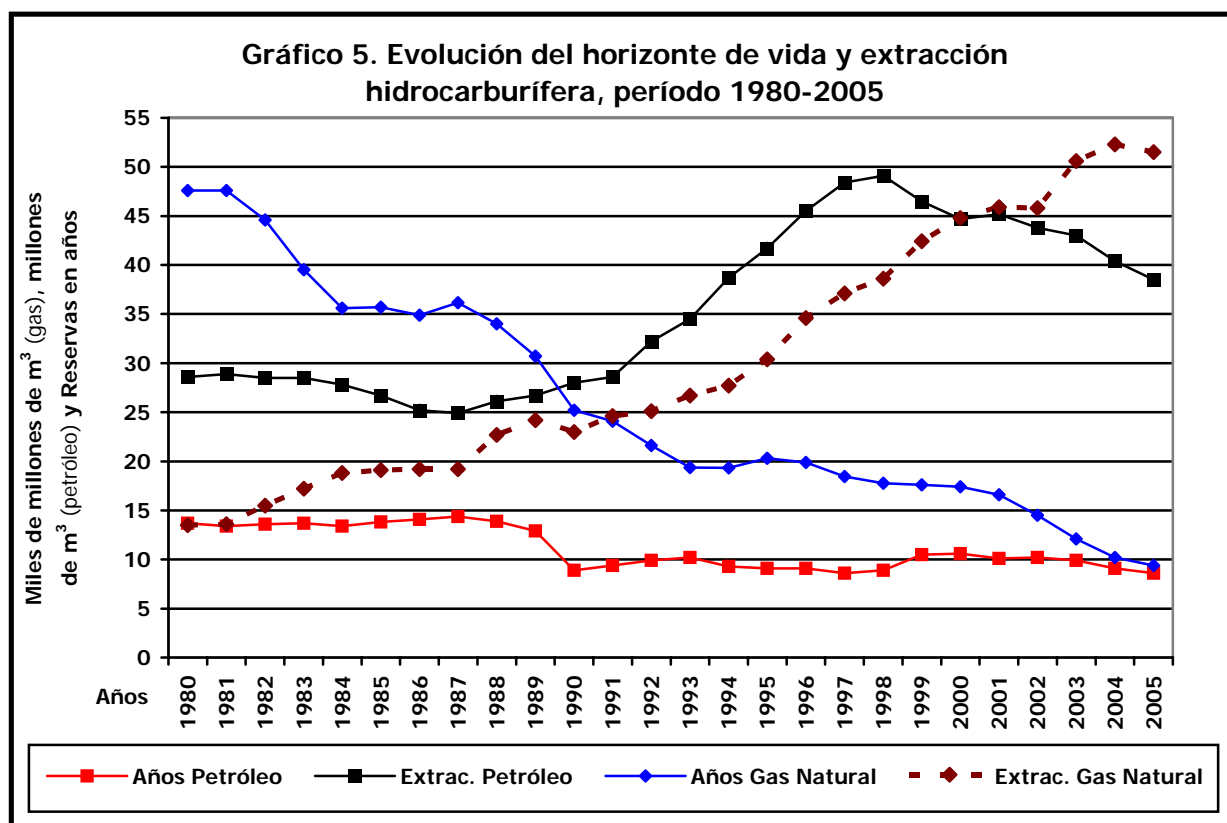


Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a y 2006c).

Cuando se analiza la evolución de las reservas certificadas de gas natural, en el Gráfico 4b se observa que en 1989 tales reservas eran de 743.900 millones de m³ y al año siguiente habían disminuido más de un 22%, registrándose 579.100 millones de m³ al 31/Dic/1990. Considerando el nivel de extracción de 1990, equivalente a 23 mil millones de m³, aquí, como en el caso de las reservas petroleras, tampoco se entiende bien cómo es posible que el remanente de reservas para ese año haya caído muy por debajo de los 720 mil millones de m³.

No obstante, al año siguiente aumentaron a 592 mil millones de m³ y volvieron a disminuir drásticamente en 1993 a 516 mil millones de m³. A partir de 1994 el nivel de reservas certificadas se fue incrementando hasta alcanzar un registro récord en el año 2000, con un remanente de 777 mil millones de m³, similar al registrado en 1988: 773 mil millones de m³. De 34 años de reservas certificadas en 1988 se pasó a 10,2 años en 2004. Sin embargo, para fines de 2005, y como fuera mencionado antes, el horizonte de vida había disminuido a 9,4 años (véase Cuadro 5).

A modo de resumen de los gráficos mencionados anteriormente, en el Gráfico 5 se pueden apreciar las curvas de crecimiento de la extracción hidrocarburífera y las curvas de declinación del horizonte de vida de estos recursos naturales no renovables, para el período 1980-2005.



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a y 2006c).

La información precedente sugiere la existencia de manipulación de datos en la producción estadística concerniente a las reservas certificadas y extracción de

hidrocarburos, en particular por la caída sin explicaciones racionales de tales reservas durante los años inmediatamente previos a la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado (en adelante YPF SE).

Sobre la base de los esfuerzos exploratorios efectuados en los últimos años en las cinco cuencas que hasta el presente han resultado económicamente productivas para el capital privado, el total de reservas a considerar en el cálculo prospectivo es:

Volumen de Reservas Comprobadas al **31/Dic/2004** + 50% del Volumen de Reservas Probables actuales.

Es decir:

Volumen de Reservas Totales de Petróleo (en millones de metros cúbicos)

$$VT = VRC + 50\% VRPb$$

$$VT = 368,9 + 75,5 = 444,4 \text{ millones de m}^3$$

Volumen de Reservas Totales de Gas Natural (en millones de metros cúbicos)

$$VT = VRC + 50\% VRPb$$

$$VT = 534.217 + 114.581 = 648.798 \text{ millones de m}^3$$

Como se observa en el Cuadro 5, el horizonte de vida de las reservas certificadas de petróleo y gas natural de Argentina alcanzan para 8,6 y 9,4 años, respectivamente, al ritmo de extracción de 2005. Para el caso de las reservas comprobadas de petróleo, de continuar la leve disminución anual de los volúmenes extraídos, lo cual se viene registrando desde 1998, se estima que la disponibilidad de las mismas alcance hasta 2013/2014. Para el caso de las reservas comprobadas de gas natural, suponiendo que el pico de extracción se haya alcanzado en 2005 y a partir de entonces se registre una leve disminución de la extracción durante los años subsiguientes, la disponibilidad de las mismas podría alcanzar hasta 2014/2015. No obstante, el horizonte de vida de las reservas hidrocarburíferas comprobadas más el 50% de las probables extendería la disponibilidad de tales recursos estratégicos apenas un par de años.

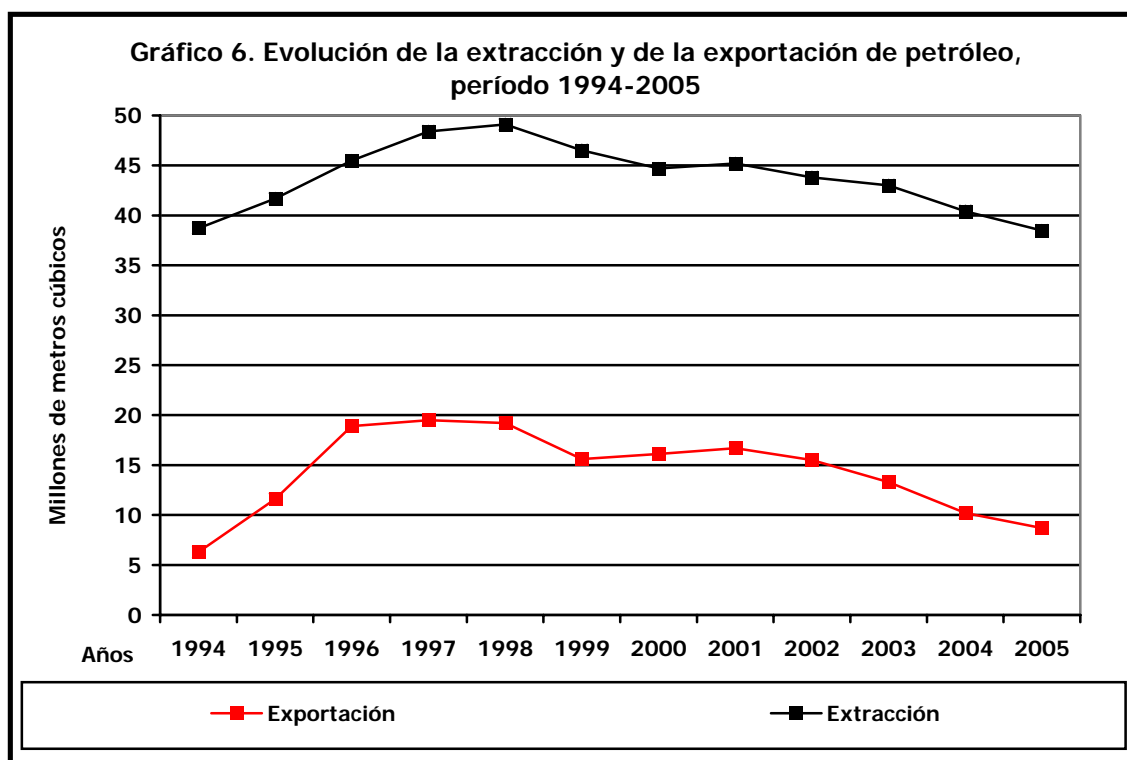
Asimismo, la importación neta de ambos hidrocarburos será realidad a partir de 2009,¹² cuando la extracción nacional no pueda satisfacer en tiempo y forma las entregas a los transportistas, refinerías, petroquímicas, fraccionadoras, distribuidoras troncales, centrales térmicas, grandes industrias y bocas de expendio.

El actualmente bajo nivel de reservas de hidrocarburos se debe al cambio de modelo energético resultante de las reformas estructurales encaradas por la primer administración Menem a partir de 1989. Se incrementó drásticamente la extracción

¹² Incluso la compañía Repsol YPF observa en su documento *Estrategia 2005-2009*, publicado el 31 de Mayo de 2005, que “Argentina se está convirtiendo en un importador neto de crudo y productos lo que generará aumentos de los precios hasta niveles de paridad de importación en 2009” (pág. 51). En el mismo documento también se aprecia el volumen de inversiones proyectadas para el período 2005-2009 en el país: US\$ 4.100 millones, de los cuales el 91% se destinará al desarrollo de pozos, y a la exploración sólo el 9% restante (pág. 39). Véase Gustavo Lahoud (2005).

hidrocarburífera al mismo tiempo que los esfuerzos exploratorios no acompañaron acorde a fin de incrementar reservas.

Con respecto a la exportación de hidrocarburos, en el caso del petróleo cabe señalar que tras la privatización de YPF SE la misma aumentó significativamente. En 1994 se exportaron 6,3 millones de m³ (representando el 16,3% de la extracción), al año siguiente se había exportado casi el 28% de la extracción y en 1996 se alcanzó la mayor participación: 41,5%, la cual declinó levemente hasta 1998 (39,1%), cayó a 33,5% en 1999, se recuperó en 2000 gracias al aumento del precio internacional del crudo, alcanzando un 36% de participación, manteniéndose con una ligera disminución hasta 2002 (35,4%), registrándose en 2003, 2004 y 2005 participaciones del 30,9%, 25,2% y 22,6%, respectivamente. El mayor volumen de exportación se alcanzó en 1997, registrándose 19,5 millones de m³, declinando paulatinamente hasta alcanzar en 2005 un volumen estimado en casi 8,7 millones de m³ (véase Gráfico 6).

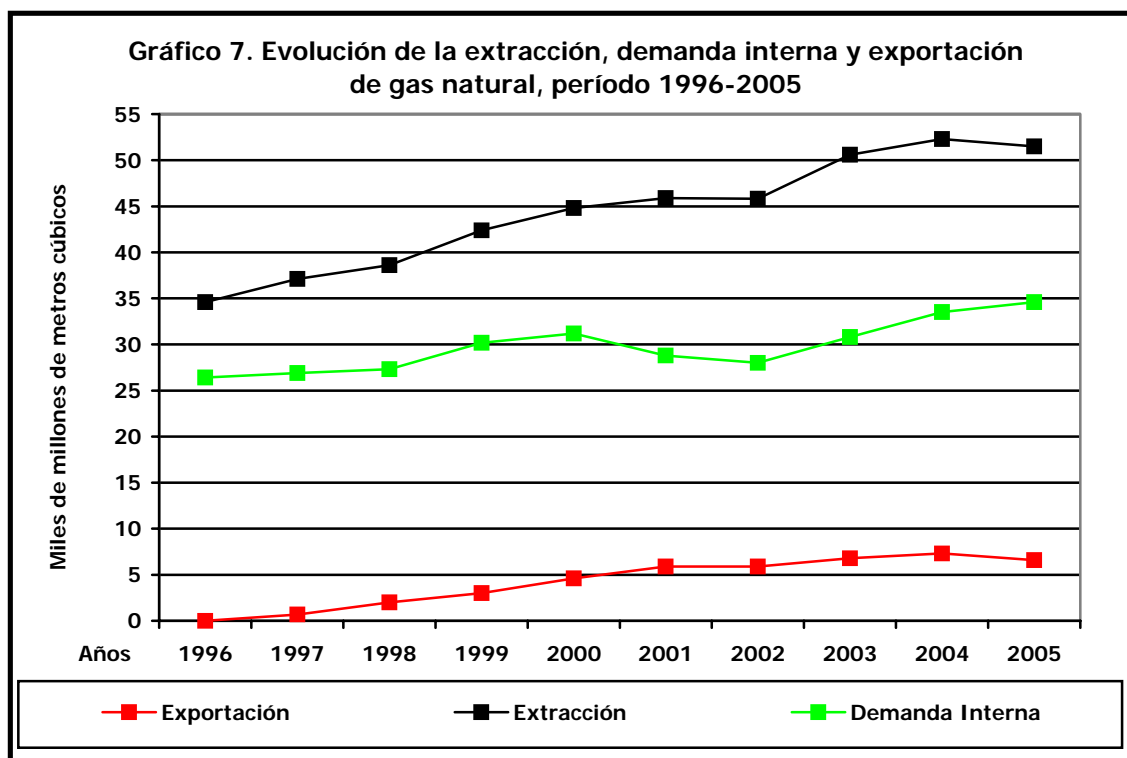


Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a, 2006c y 2006d).

En el Gráfico 7 se presenta la evolución de la extracción, exportación y demanda interna de gas natural para el período 1996-2005. En relación a la exportación de gas natural, las cuales se iniciaron en 1996, se observan las siguientes participaciones respecto a los niveles de extracción y variaciones porcentajes respecto a los años inmediatamente anteriores, para el período señalado:

- En 1996 las exportaciones de gas natural no tuvieron representación significativa respecto al volumen de extracción registrado ese año; pues sólo existía el gasoducto de exportación Methanex PA, operado por la petrolera Pan American Energy, con destino Chile, que incrementaba los volúmenes transportadas muy paulatinamente.

- En 1997 las exportaciones aumentaron su participación a 1,8% de la extracción total, como resultado de la puesta en marcha de otro gasoducto hacia Chile: Gas Andes, operado por la transportista TGN (propiedad del Grupo Soldati, Total, Metrogas y AES Gener), y por el incremento del gas transportado en el gasoducto Methanex PA.
- En 1998 la participación se había situado en 5,1%, principalmente por la puesta en marcha de un gasoducto hacia Uruguay: Petrouuguay (operado también por TGN, propiedad del Grupo Soldati). Cabe destacar que las exportaciones de 1998 se incrementaron un 191% respecto a las registradas el año anterior.
- En 1999 entran en escena tres nuevos gasoductos con destino Chile: Methanex YPF (operado por Repsol YPF), Methanex SIP (operado por Sipetrol, del grupo estatal chileno ENAP) y Norandino (operado por TGN, propiedad de Techint, Tractebel y Southern Co.), elevando la participación de las exportaciones a 7% respecto de la extracción gasífera total de igual año. Cabe destacar que las exportaciones de 1999 se incrementaron un 50,3% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2000 se suman dos nuevos gasoductos de exportación hacia Chile: Atacama (propiedad de CMS Energy, Astra y Pluspetrol –las dos últimas controladas por Repsol YPF–) y Pacífico (propiedad de Repsol YPF, Total y ENAP), más el gasoducto de exportación hacia Brasil: Uruguayana (operado por TGN, propiedad del Grupo Soldati, Techint, Total, Petronas y CMS Energy); alcanzando la participación de la exportación ese mismo año 10,2%, respecto al nivel de extracción. Cabe destacar que las exportaciones de 2000 se incrementaron un 54% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2001 las exportaciones habían participado con el 12,8% de la extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2001 se incrementaron un 28,3% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2002 las exportaciones habían aumentado su participación al 12,9%, aunque el nivel de extracción y de exportación había disminuido, se había visto medianamente compensado por la puesta en marcha del último gasoducto de exportación: Cruz del Sur, con destino Uruguay, operado por la transportista TGS y propiedad de Pan American Energy, British Gas, Wintershall Energy y ANCAP. Cabe destacar que las exportaciones de 2002 disminuyeron apenas un -0,1% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2003 las exportaciones participaron con el 13,3% de la extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2003 se incrementaron un 15% respecto a las registradas el año anterior.
- En 2004 las exportaciones lograron participar con el 14% de la extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2004 se incrementaron un 8% respecto a las registradas el año anterior.
- Y en 2005 las exportaciones tuvieron una participación del 12,8% sobre el volumen de extracción gasífera. Cabe destacar que las exportaciones de 2005 sufrieron una disminución del -9,6% respecto a las registradas el año anterior.



Fuente: elaboración propia en base a datos operativos, varios años, del ENARGAS y de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a, 2006c y 2006d).

Según las declaraciones juradas de las empresas petroleras extractoras, la extracción gasífera de 2005 correspondió a 51.453 millones de m^3 , de los cuales 34.646 millones de m^3 fueron consumidos por el mercado interno (según ENARGAS), 6.600 millones de m^3 exportados y 10.205 millones de m^3 corresponden a otros destinos (según la Secretaría de Energía de la Nación, 2006d y 2006c, respectivamente). En el caso del volumen exportado, se observan diferencias poco importantes entre la tabla dinámica "Exportaciones" de la Secretaría de Energía de la Nación (2006d) y los datos operativos del ENARGAS, pues la primera fuente señala un volumen de exportación para 2005 equivalente a 6.600 millones de m^3 , mientras que el ENARGAS registra 6.489 millones de m^3 . Se tomarán en el presente estudio el registro de la Secretaría de Energía de la Nación (2006d), quien recibe en forma directa las declaraciones juradas de las empresas exportadoras.

Con respecto al consumo nacional de gas natural registrado en 2005, según el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) la demanda interna fue equivalente a 34.646 millones de m^3 , representando un incremento del 3,5% respecto al consumo nacional de 2004 (33.472 millones de m^3), 12,4% respecto al consumo del año 2003 (30.830 millones de m^3), y 10,9% de aumento en relación al año 2000 (31.238 millones de m^3).

De esos 34.646 millones de m^3 de gas natural consumidos en el mercado interno durante 2005, 21,4% correspondió a usuarios Residenciales, 3,2% a Comercios, 1,2% a Entes Oficiales, 32,6% a las Industrias (incluye RTP-Cerri), 30,9% a las Usinas Eléctricas (incluye consumo de gas en "boca de pozo"), apenas 9,1% al Transporte Automotor (GNC) y 1,5% a Subdistribuidores (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Total gas natural entregado por tipo de usuario, año 2005 (en millones de metros cúbicos de 9.300 kcal y porcentajes de participación) ⁽¹⁾

Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria ⁽²⁾	Centrales Eléctricas ⁽³⁾	SDB	GNC	TOTAL
7.431 21,4%	1.109 3,2%	403 1,2%	11.305 32,6%	10.714 30,9%	516 1,5%	3.168 9,1%	34.646 100,0%

Notas:

(1) Total gas entregado a usuarios finales (incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físicos, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo).

(2) Incluye RTP-Cerri (ver Cuadro II.02.02).

(3) Incluye consumos de gas en boca de pozo.

Fuente: ENARGAS, 2006 (<http://www.enargas.gov.ar>), en base a datos de las Licenciatarias de Gas y Usuarios en boca de pozo.

Al analizar el comportamiento del consumo gasífero correspondiente al mercado interno durante 2005 respecto al del año anterior, se observa que el sector Residencial registró un incremento del 7,5%, el Comercial prácticamente se mantuvo en el mismo nivel de consumo, los Entes Oficiales aumentaron su consumo en 9,2%, el sector Industrial incrementó apenas un 0,7% su consumo, las Centrales Eléctricas registraron un aumento del 3,6%, los Subdistribuidores incrementaron su consumo en 12,2% y el sector Transporte (GNC) aumentó casi un 4,1%.

Cabe señalar que al analizar la extracción total de gas natural de 2005, equivalente a 51.453 millones de m³, considerando un consumo nacional y exportaciones de este fluido equivalentes a 34.646 millones de m³ y 6.600 millones de m³, respectivamente, en base a datos del ENARGAS y de la Secretaría de Energía de la Nación (2006c y 2006d), no queda muy claro cuál fue el destino de los 10.205 millones de m³ restantes; en 2004 y 2003 quedaron sin resolver el destino de 11.547 millones de m³ y 13.082 millones de m³, respectivamente (véanse cuadros 7-A y 7-B). Por consiguiente, emerge la siguiente sumatoria de interrogantes: ¿exportaciones no fiscalizadas para evadir impuestos y manipulación de datos por parte de las productoras gasíferas para incrementar el valor de las acciones que cotizan en los centros bursátiles internacionales? No es descabellado pensar en ello cuando el Estado se ha divorciado de sus funciones básicas en el sector energético: gestión, planificación, control y regulación de la cadena energética, resultado de las reformas estructurales neoliberales iniciadas en los '90.

En el Cuadro 7-A se puede observar la evolución de la extracción gasífera para el período 1996-2005, que incluye la demanda interna, la exportación y el volumen de extracción con destino desconocido.

Con respecto a los volúmenes con destino desconocido, no pueden explicarse por pérdidas del sistema de transporte y/o venteo, ya que en conjunto las pérdidas y el venteo explicaron históricamente menos del 2% de la producción nacional.

Cuadro 7-A. Gas natural: evolución de la extracción total, demanda interna, exportación y volúmenes con destino desconocido, período 1996-2005 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)

AÑOS	EXTRACCIÓN TOTAL (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior	DEMANDA INTERNA (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior	EXPORTACIÓN (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior	VOLUMEN DESTINO DESCONOCIDO (MM de m ³)	Variación % respecto año anterior
1996	34.649	13,8	26.420	7,7	4		8.225	39,3
1997	37.074	7,0	26.930	1,9	682		9.462	15,0
1998	38.630	4,2	27.260	1,2	1.984	190,9	9.386	-0,8
1999	42.400	9,8	30.175	10,7	2.981	50,3	9.244	-1,5
2000	44.815	5,7	31.238	3,5	4.592	54,0	8.985	-2,8
2001	45.916	2,5	28.787	-7,8	5.892	28,3	11.237	25,1
2002	45.770	-0,3	27.990	-2,8	5.886	-0,1	11.894	5,8
2003	50.676	10,7	30.830	10,1	6.764	14,9	13.082	10,0
2004	52.318	3,2	33.472	8,6	7.299	7,9	11.547	-11,7
2005	51.453	-1,7	34.646	3,5	6.600	-9,6	10.205	-11,6

Fuente: elaboración propia en base a datos operativos, varios años, del ENARGAS y de los anuarios de combustibles, varios años, de la Secretaría de Energía de la Nación.

Tampoco son confiables los datos que ofrece la Secretaría de Energía de la Nación (véase Cuadro 7-B) en relación al “consumo en yacimiento” por parte de las compañías petroleras extractoras, ya que los niveles registrados por el organismo estatal mencionado resultan fantasiosos en términos técnicos (¿cómo puede ser que en 2004 el “consumo en yacimiento” haya sido similar al consumo gasífero de los usuarios Residenciales –véase Cuadro 6–, o incluso que en 2002 el “consumo en yacimiento” de las petroleras haya superado holgadamente al consumo de los usuarios Residenciales). Por otra parte, cabe destacar que la Secretaría de Energía de la Nación, la AFIP y los organismos provinciales pertinentes no controlan cuánto ni cómo se extrae, simplemente “aceptan” declaraciones “juradas” de los agentes productores,¹³ lo cual sugiere que la mayor porción de ese volumen de la producción con destino desconocido (en 2005: 10.205 millones de m³) sea explicada por exportaciones no fiscalizadas y consumo propio no fiscalizado de productores y transportistas.

¹³ Véanse las resoluciones 482/98 y 2057/2005 de la Secretaría de Energía de la Nación. A partir del 20 de Marzo de 2006, rige la Resolución 324/2006, también de Secretaría de Energía.

Cuadro 7-B. Gas natural: evolución de la extracción, demanda interna, exportación, venteo, consumo en yacimiento y volúmenes con destino desconocido, para el período 1996-2005 (en millones de metros cúbicos)

AÑOS	EXTRACCIÓN	DEMANDA INTERNA	EXPORTACIÓN	VOLUMEN DESTINO DESCONOCIDO			
				Total	Aventado	Consumo en yacimiento	Otros destinos
1996	34.649	26.420	4	8.225	S/D	S/D	S/D
1997	37.074	26.930	682	9.462	S/D	S/D	S/D
1998	38.630	27.260	1.984	9.386	S/D	S/D	S/D
1999	42.400	30.175	2.981	9.244	¿1.686?	¿1.388?	¿6.170?
2000	44.815	31.238	4.592	8.985	583	3.873	4.529
2001	45.916	28.787	5.892	11.237	625	¿2.569?	¿8.043?
2002	45.770	27.990	5.886	11.894	855	7.981	3.058
2003	50.676	30.830	6.764	13.082	1.137	3.925	8.020
2004	52.318	33.472	7.299	11.547	914	6.012	4.621
2005	51.453	34.646	6.600	10.205	686	3.930	5.589

Nota: S/D: Sin Datos.

Fuente: elaboración propia en base a datos operativos (varios años) del ENARGAS, de los anuarios de combustibles (varios años) y tablas dinámicas (varios años) de la Secretaría de Energía de la Nación.

El acumulado para el período 1996-2005 de estos volúmenes con destino desconocido (o “blanqueados” vía “gas aventado” o “consumido en yacimiento” y otros destinos desconocidos) corresponde a 103.267 de m³; es decir, el equivalente a tres años de satisfacción de la demanda del aparato productivo nacional, como la ocurrida en 2005 (34.646 millones de m³).

A continuación se analizará el caso de YPF S.A. (propiedad de Repsol YPF), por resultar ilustrativo en las irregularidades observadas en las declaraciones juradas.

Por ejemplo, cuando se analiza la tabla dinámica de Excel “Producción y Pozos” de la Secretaría de Energía de la Nación (actualizada al 16 de Marzo de 2006), se observa que en la hoja de cálculo “Distribución de la producción de gas natural” YPF S.A. presenta en la fila “Consumo en Yacimiento” los siguientes volúmenes de gas natural: 1.361 millones de m³ en 1999, 1.166 millones de m³ en 2000, 5.485 millones de m³ en 2001, 1.369 millones de m³ en 2002, 1.433 millones de m³ en 2003, 1.458 millones de m³ en 2004 y 1.474 millones de m³ en 2005. Estos datos sugieren un “blanqueo” de contrabando de gas natural; es decir, exportaciones no fiscalizadas, porque es imposible técnicamente que el consumo en los yacimientos de YPF S.A. supere los 300 millones de m³ anuales. Situación similar se replica en las hojas de cálculo “Reinyectado a formación” y “Aventado”. Otra petrolera que presenta irregularidades similares en los registros de “Consumo en Yacimiento” es la petrolera anglo-estadounidense Pan American Energy (véase “Distribución de la producción de gas natural”, la fila correspondiente a Consumo en Yacimiento, en Secretaría de Energía de la Nación, 2006c).

Estos datos sugieren que YPF S.A. y otras empresas podrían estar cometiendo en Argentina irregularidades en las declaraciones juradas respecto a la extracción, comercialización en el mercado interno y exportación de hidrocarburos y derivados... Y también en la declaración de reservas certificadas/probadas de estos recursos de carácter estratégico.

A continuación se presentará otra evidencia de las irregularidades del grupo Repsol YPF en Argentina. Como es sabido, el pasado 26 de Enero Repsol YPF publicó en su sitio web una nota de prensa titulada “*Repsol YPF anuncia una reducción de sus reservas en un 25%*”. En dicha nota de prensa Repsol YPF (2006) manifiesta una reducción de reservas probadas equivalentes a 1.254 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo) en todas las áreas en donde explota hidrocarburos en el mundo; es decir, un 25% menos de reservas probadas totales de hidrocarburos al 31 de Diciembre de 2004.

También se advierte en la nota de prensa que tales reducciones se refieren “*fundamentalmente a reservas de gas*”: 52,5% en Bolivia, 40,6% en Argentina, 4,7% en Venezuela y 2,2% en el resto del mundo (principalmente Argelia). Tal fraude contable fue transparentado gracias a la reciente declaración de la compañía sobre sus reservas probadas de hidrocarburos ante la US-SEC (United State Securities Exchange Commission).¹⁴

En la mencionada nota de prensa, Repsol presenta un “miserable detalle” sobre la drástica reducción de reservas probadas de hidrocarburos que opera en nuestro país, equivalente a 509,3 millones de BEP (barriles equivalentes de petróleo). Especifica sólo el 75,5% de los yacimientos en donde se manifiesta la reducción declarada, mencionando sólo los de Loma de la Lata (Neuquén), Chihuido de la Sierra Negra (Neuquén-Mendoza), Ramos (Salta) y Aguada Toledo (Neuquén), sin discriminar cuánto de gas natural y cuánto de petróleo se encuentra comprometido. No obstante, los datos que declara Repsol dan por resultado una disminución de las reservas probadas de gas natural de al menos 311 millones de BEP y una reducción de las reservas probadas de petróleo de al menos 73,5 millones de BEP, aunque todavía se debe esperar a que Repsol aclare el 24,5% restante (124,8 millones de BEP) para poder saber cuál es la verdadera declinación de las reservas probadas de ambos hidrocarburos. Con la información disponible se observa que las reservas probadas de gas natural han disminuido a 8,9 años al 31 de Diciembre de 2005 y al nivel de extracción de 2005, pero podría llegar a ser mucho peor.

A continuación se analizarán las reducciones correspondientes a los únicos yacimientos declarados por Repsol YPF (384,6 millones de BEP):

- A. Loma de la Lata con 251,8 millones de BEP (20,2% menos);
- B. Chihuido de la Sierra Negra con 73,5 millones de BEP (6% menos);
- C. Ramos con 36,5 millones de BEP (2,9% menos);
- D. Aguada Toledo con 22,7 millones BEP (1,8% menos);
- E. Los 124,7 millones de BEP restantes son los correspondientes a los yacimientos sin especificar, los cuales representan una declinación del 9,9% de las reservas.

¹⁴ La US-SEC es un organismo público que controla a las compañías que cotizan en la bolsa de EE.UU., similar a nuestra Comisión Nacional de Valores, y que en este caso sólo acepta registros de reservas probadas, no de probables y menos aun de posibles.

Considerando que la presidencia y el directorio de Repsol YPF no desean ser tan detallistas, procederemos a analizar cuánto volumen de petróleo y cuánto de gas natural ha “desaparecido” del subsuelo argentino gracias al fraude contable de esta compañía perpetrado por las administraciones de Alfonso Cortina y Antonio Brufau:

- A. Loma de la Lata es un yacimiento gasífero, concentra el 21,2% de las reservas probadas de gas natural del país, el 41,9% de las correspondientes a la cuenca Neuquina y el 45,3% de las reservas gasíferas de la Provincia del Neuquén (éste yacimiento no tiene petróleo crudo, aunque sí gasolina natural). Según el “Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2004” de la Secretaría de Energía de la Nación (2005a), las reservas probadas de gas natural del yacimiento Loma de la Lata al 31 de Diciembre de 2004 eran equivalentes a 113.331 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 251,8 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 22.893 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de gas natural de Loma de la Lata al 31 de Diciembre de 2004 en 90.438 millones de m³.
- B. Chihuido de la Sierra Negra es un yacimiento de petróleo, no tiene gas natural. Se encuentra en la cuenca Neuquina, y se encuentra al sur de Mendoza y al norte de Neuquén. Este yacimiento petrolero concentra el 5,9% de las reservas probadas de petróleo del país, el 16,2% de las reservas petroleras de la cuenca Neuquina, el 4,4% de las reservas petroleras de Mendoza y el 22,3% de las reservas petroleras de Neuquén. Según la Secretaría de Energía de la Nación, al 31 de Diciembre de 2004 las reservas probadas de petróleo de éste yacimiento eran equivalentes a 1,9 millones de m³ en el subsuelo mendocino y a 19,8 millones de m³ en el subsuelo neuquino; es decir, un total de 21,7 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 73,5 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 1,3 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de petróleo de Chihuido de la Sierra Negra al 31 de Diciembre de 2004 en 20,4 millones de m³.
- C. Ramos es un yacimiento gasífero, no tiene petróleo aunque sí gasolina natural, y se encuentra en la cuenca del Noroeste Argentino (NOA), más precisamente en la Provincia de Salta. Este yacimiento gasífero concentra el 8,3% de las reservas probadas del país, el 46,3% de las ubicadas en la cuenca del NOA y el 46,4% de las ubicadas en la Provincia de Salta. Según la Secretaría de Energía de la Nación, al 31 de Diciembre de 2004 las reservas probadas del yacimiento Ramos eran equivalentes a 44.406 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 36,5 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 1.288 millones de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de gas natural de Ramos al 31 de Diciembre de 2004 en 43.118 millones de m³.
- D. Aguada Toledo es un yacimiento gasífero, concentra el 2% de las reservas probadas de gas natural del país, el 4% de las correspondientes a la cuenca Neuquina y el 4,3% de las reservas gasíferas de la Provincia del Neuquén (éste yacimiento no tiene petróleo crudo, aunque sí gasolina natural). Según la Secretaría de Energía de la Nación, las reservas probadas de gas natural del yacimiento Aguada Toledo al 31 de Diciembre de 2004 eran equivalentes a 10.703 millones de m³. Por consiguiente, se observa que la reducción de 22,7 millones de BEP señalada antes en este yacimiento corresponde a 193 millones

de m³, ubicando al remanente de las reservas probadas de gas natural de Aguada Toledo al 31 de Diciembre de 2004 en 10.510 millones de m³.

Ahora bien, ¿por qué Repsol podría estar cometiendo delitos? Veamos el siguiente ejemplo ilustrativo a modo de respuesta: supongamos que Repsol dice extraer en un año 10 metros cúbicos, pagaría regalías por esos 10 metros cúbicos, y ocultaría en sus declaraciones juradas los 18 metros cúbicos restantes de un total real de 28 metros cúbicos; y lo mismo se podría replicar para el caso de las exportaciones, para pagar menos retenciones. Todo lo contrario podría ocurrir, como se ha visto antes, cuando declara niveles de reservas probadas, ya que las “inflaría” para que la cotización de la compañía en los centros bursátiles internacionales rinda cada año de acuerdo a sus intereses particulares, como sucedió hace un tiempo con la petrolera anglo-holandesa Shell.

Resulta importante destacar que la Administración Kirchner todavía no ha realizado ninguna investigación ni tampoco ha presentado ninguna denuncia penal,¹⁵ a diferencia de la investigación y denuncias penales que sí está realizando la Administración Morales en Bolivia, y no sólo por el fraude en la contabilización de reservas probadas, sino también por el supuesto contrabando de hidrocarburos y derivados, evasión fiscal y manipulación de datos.

Por su parte, los diputados nacionales del bloque ARI, Fabiana Ríos, Elisa Carrió y Eduardo Macaluse, formalizaron a fines de Febrero un pedido de investigación a Repsol YPF ante la Comisión Nacional de Valores, y a comienzos de Marzo las diputadas nacionales Fabiana Ríos y Elisa Carrió presentaron una denuncia penal por delito, solicitando una investigación por posible contrabando de hidrocarburos y derivados, evasión fiscal, fraude a la Administración Pública e incumplimiento a los deberes de funcionario público ante la ausencia del Estado en su ejercicio de policía.¹⁶

¹⁵ No obstante, el 16 de Marzo de 2006 la Secretaría de Energía de la Nación publicó la **Resolución N° 324/2006**, la cual establece a las empresas petroleras permisionarias de exploración y concesionarias de explotación de hidrocarburos la obligación de presentar en forma anual la información referente a las Reservas Comprobadas, No Comprobadas y Recursos de hidrocarburos líquidos y gaseosos que correspondan a las áreas de las cuales sean titulares, información que deberá estar certificada por auditores externos a tales empresas (véase Anexo I del presente estudio).

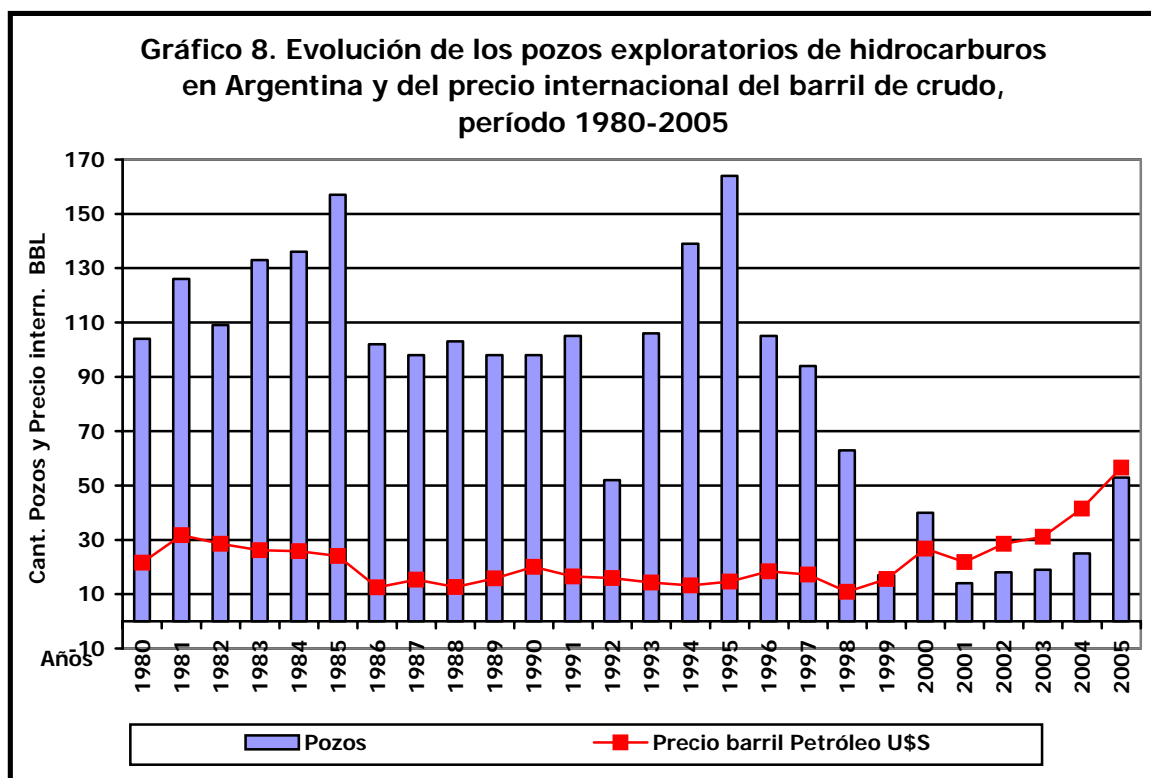
¹⁶ Véanse al respecto los siguientes hipervínculos correspondientes al bloque ARI de la H. Cámara de Diputados de la Nación:

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/PROMUEVE%20se%20investigue%20CNV.doc>

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/Denuncia%20Penal%20a%20Repsol.pdf>

Capítulo 3. Evolución de las inversiones de capital de riesgo y las particularidades de la renta petrolera

Un dato que explica la drástica caída del horizonte de vida de las reservas de petróleo y gas natural a partir de la privatización de YPF S.E., es el concerniente a las bajas inversiones de capital de riesgo realizadas por las compañías petroleras extractoras, que si bien tuvieron un protagonismo poco confiable durante el período 1993-1996,¹⁷ como se puede observar en el Gráfico 8, desde 1997 disminuyendo drásticamente.



Nota: precios no ajustados por inflación.

Fuente: elaboración propia en base a datos del IDICSO-USAL, CEPEN-UBA y Secretaría de Energía de la Nación con respecto a la cantidad anual de pozos exploratorios; y; elaboración propia en base a datos del U.S. DOE-EIA, en relación al precio anual del barril de petróleo se tomó como referencia el WTI.

Durante el período 1980-1989 se registró un promedio anual de 117 pozos exploratorios, durante el período 1990-1999 el promedio descendió a 94 pozos (casi un 20% inferior al decenio anterior) y en el quinquenio 2000-2004 fue de apenas 23 pozos exploratorios anuales (un 76% inferior al registrado durante los años noventa y un 80% inferior al de los años ochenta).

¹⁷ Como fuera visto en el capítulo anterior, existió manipulación de datos en el registro de reservas certificadas, en la extracción, exportación y exploración de hidrocarburos, debido a que el Estado no controlaba al sector energético en general y a la gran cadena hidrocarburífera en particular.

La baja inversión en exploración registrada en el quinquenio 2000-2004 es imposible explicar desde la óptica empresarial, cuando se comparan los precios del barril de crudo en este período respecto al de los '90, considerando que el argumento de las compañías petroleras sobre fines de esa década, cuando el barril de crudo había descendido por debajo de los U\$S 11 (en 1998), era que los esfuerzos exploratorios serían significativos una vez que el barril superase la barrera de los U\$S 30.

En el primer trimestre de 2002 –devaluación de la moneda y pesificación de los costos operativos del sector energético en general e hidrocarburífero en particular mediante– la administración Duhalde pactó con las compañías petroleras un precio para el barril de crudo en el mercado interno de U\$S 28,5; el cual se alineaba con el precio internacional de referencia de Argentina, el WTI (West Texas Intermediate). Sin embargo, al año siguiente se realizaron apenas 19 pozos exploratorios, cantidad similar a la de 2002; en 2004, con un precio internacional promedio del barril de crudo que se ubicaba por encima de los U\$S 41,4 (WTI) y con un precio para el mercado interno que se encontraba en U\$S 34,5, apenas se realizaron, según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c), 25 pozos exploratorios: 16 de petróleo y 9 de gas natural (según el IAPG, el total alcanzó los 21 pozos exploratorios). Es en 2005 donde parece que las compañías realizaron un esfuerzo mayor al promedio anual de los últimos años, pero muy inferior al de decenios pasados y muy “amarrete” considerando que el precio promedio del barril de petróleo (referencia WTI) fue equivalente a U\$S 56,6, registrándose apenas 53 pozos de exploración: 43 de petróleo y 10 de gas natural, según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c).

Repsol YPF es el principal titular de concesiones de explotación gasífera, concentrando en forma directa el 39,4% de las reservas, y un 46,3% considerando las de su controlada Pluspetrol. En relación a las reservas petroleras se replica una situación similar de liderazgo, ya que esta compañía petrolera concentra en forma directa casi el 38% del crudo que se encuentra en el subsuelo argentino, o 39,4% incluyendo las reservas petroleras de su controlada Pluspetrol. Con respecto a la extracción gasífera, Repsol YPF concentra el 32,6% en forma directa, y el 41,3% incluyendo la participación de Pluspetrol. Mientras que en la extracción petrolera concentra en forma directa el 42,7%; incluyendo la participación de Pluspetrol el 44,8%.

Como resultado de tal concentración económica de reservas de hidrocarburos, del precio promedio internacional del barril de petróleo durante el ejercicio anual 2004 (superior a los U\$S 41), del costo total de producción de un barril de petróleo situado en apenas U\$S 6,1 y de los resultados operativos acumulados en igual fecha equivalentes a U\$S 2.638 millones, de los cuales el 64% provino de Argentina: €2.111 millones (Repsol YPF, 2005), se observa que las inversiones resultantes de tales ganancias extraordinarias realizadas en el país se orientaron más precisamente al desarrollo de pozos existentes (descubiertos por la petrolera estatal), ya que las inversiones de capital de riesgo fueron casi nulas: apenas 6 pozos de exploración (1 de gas natural y 5 de petróleo),¹⁸ mientras que los pozos de hidrocarburos en desarrollo totalizaron 308 (284 de petróleo y 24 de gas natural) y los de avanzada 65 (2 de gas natural y 63 de petróleo). En 2005, con un precio promedio del barril de petróleo (referencia WTI) de U\$S 56,6 Repsol YPF realizó sólo 14 pozos de exploración (2 de gas natural y 12 de petróleo). Un

¹⁸ Según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c) y el IAPG (2005).

caso similar se replica con Pan American Energy, petrolera anglo-estadounidense que también concentra importantes reservas de hidrocarburos en el país, cuando se observa que en 2004 realizó apenas 3 pozos de exploración (sólo de petróleo) y en 2005 sólo 13 pozos de exploración (7 de petróleo y 6 de gas natural), según la Secretaría de Energía de la Nación (2006c).

La información precedente señala que los datos geológicos en base a estudios sísmicos realizados por el Estado nacional durante las décadas del '60, '70 y '80 indican que prácticamente no hay nuevos reservorios hidrocarburíferos de importancia por descubrir.

Cabe traer a colación, en este sentido, cuál es la renta por barril que tienen las compañías extractoras de petróleo en Argentina. En el Cuadro 8 se presenta la renta petrolera generada por las compañías extractoras durante el ejercicio 2004.

La renta petrolera se estima como la diferencia entre los valores de producción al correspondiente precio internacional y el costo total de producción. Se considera solamente la renta upstream, excluyendo consecuentemente la ganancia en las etapas de refinado y comercialización. Siguiendo el criterio utilizado por la Administración de Información Energética del Departamento de Energía de los EE.UU. (US DOE-EIA), el costo total de producción incluye los costos de exploración, desarrollo y extracción, más los costos administrativos y la depreciación.

La parte de la renta acumulada por el Estado proviene de pagos por impuesto las ganancias y otros impuestos relevantes, más las regalías pagadas por las firmas privadas o de propiedad estatal, más las últimas ganancias transferidas al Estado. Los impuestos indirectos sobre hidrocarburos, tales como el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y a consumos específicos no se consideran como parte de la renta petrolera.

La porción de la renta obtenida por el sector privado (empresarios y consumidores) se estima como la diferencia entre la renta total y la pública. Las ganancias no distribuidas de las empresas públicas son incluidas en la renta del sector empresario. Los subsidios al consumo interno de petróleo son considerados como porciones de la renta que van a los consumidores.

En 2004, Argentina tuvo un nivel de extracción petrolera equivalente a 256 millones de barriles (40,4 millones de m³), un 18% menos que en 1998 (pico de extracción). La suba del precio del petróleo ha más que compensado esa declinación, pues, como fuera mencionado antes, la devaluación de la moneda en el año 2002 redujo drásticamente los costos de exploración, desarrollo y extracción a un estimado total de U\$S 6,1 por barril. Como resultado de todos estos factores, la renta petrolera se incrementó significativamente, alcanzando los U\$S 7.270 millones en 2004 (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Renta Petrolera en Argentina al 31/Dic/2004 (en dólares estadounidenses)

Precio FOB (US\$/bbl)	Costo Total de Producción (US\$/bbl)	Renta por Barril (US\$)	Renta Anual Total (millones US\$)
34,5	6,1	28,4	7.270
Nota: según la UNCTAD, el Fisco captó sólo el 36% de la renta petrolera de 2004.			
Fuente: elaboración propia en base a datos del IDICSO-USAL, CEPEN-UBA y UNCTAD (2005).			

El Estado obtiene parte de las ganancias de la industria petrolera mediante regalías, impuestos a las ganancias y retenciones a la exportación. Como la Reforma Constitucional de 1994 (véase Art. 124) confiere la propiedad original de los recursos naturales a las provincias productoras, éstas reciben regalías, que al presente representan un 12% del valor en boca de pozo, en dólares (como lo estipula la Ley Nacional N° 17.319 de Hidrocarburos).

El Estado recauda impuestos sobre las ganancias (35%) y sobre las exportaciones (entre un 25% y un 45%, dependiendo del precio internacional). Los ingresos totales del Estado se han incrementado considerablemente en términos absolutos en estos últimos años, debido a la expansión de la renta total y a la introducción de impuestos a las exportaciones; entre 2002 y 2004, se exportó en promedio 30,5% de la extracción.

Sin embargo, según un estudio de la Conferencia de Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD, 2005), en el cual está basado esta sección del presente capítulo, la participación del Estado decreció de un 44,6% en 2001 a un 36% en 2004, mientras el resto fue acumulado por las empresas privadas.

Como fuera señalado antes, los precios internos fueron similares a los precios de exportación, por lo que los consumidores domésticos no se beneficiaron de esta renta.

Reflexiones finales

Luego de catorce años de haberse privatizado YPF SE, el principal activo estratégico y económicamente viable del Estado, el aparato productivo nacional se encuentra hoy ante una situación muy vulnerable: inminente importación neta de hidrocarburos a partir del año 2009, y agotamiento definitivo de las reservas certificadas entre 2013 y 2015.

El año pasado fue enviado al Congreso Nacional un proyecto de ley sobre incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos, cuyo alcance abarca las áreas en las que supuestamente no se han efectuado esfuerzos exploratorios y a aquellas áreas concesionadas en zonas de exploración complementaria.

Por consiguiente, se definió en el mismo la siguiente instrumentación (véase Secretaría de Energía de la Nación, 2005b):

- *“Las áreas serán asignadas por las provincias o la nación conforme a la jurisdicción;*
- *ENARSA forma parte, en asociación, del permiso de exploración y posterior concesión;*
- *Será autorizado el acceso a áreas adyacentes sin afectación de derechos preexistentes”.*
- *Régimen fiscal especial*
 - *la devolución anticipada del I.V.A. correspondiente a los bienes de capital u obras de infraestructura incluidos del proyecto,*
 - *alternativamente a (i) amortización acelerada en Impuesto a las Ganancias*
 - *exención Impuesto a la ganancia mínima presunta hasta el tercer año inclusive posterior al otorgamiento de la concesión; y*
 - *exención derechos de importación y todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, por la introducción de bs de capital, equipos especiales, insumos, etc.*
- *Plazo: 15 años a partir del otorgamiento del permiso de exploración y 10 años en el caso de las zonas con exploración complementaria.*

Por otra parte, en Junio del año pasado fue anunciado el proyecto de “Anillo Energético”, que emplearía el gas natural situado en el reservorio peruano de Camisea para satisfacer las necesidades energéticas de Argentina, Chile, Brasil y Uruguay. Dicho proyecto carece de racionalidad absoluta, cuando se observa que el nivel de reservas certificadas de Perú son equivalentes a la mitad de las existentes en Argentina, y más aun cuando se recuerda que el Proyecto Camisea nació con el propósito de exportar gas natural licuado (GNL) a México y EE.UU. (véase al respecto: Ricardo De Dicco, 2005b).

Con respecto al Mega-gasoducto que uniría a Venezuela con Brasil y Argentina para compartir las gigantes reservas gasíferas de la cuenca venezolana del Orinoco, los anuncios oficiales realizados a través de los medios de comunicación señalan la

construcción de un gasoducto con capacidad para transportar hasta 100 millones de m³ diarios, es decir, 36.500 millones de m³ por año, sin más información confiable al respecto hasta Marzo de 2006.

También cabe destacar el proyectado Gasoducto del Noreste Argentino (NEA), el cual tiene como objetivo asegurar las necesidades energéticas de las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Corrientes, Misiones, Santa Fe y Entre Ríos. Se trata de un gasoducto que provendría de la Cuenca Tarija de Bolivia, el cual se conectaría con el Sistema Interconectado de Gasoductos Troncales, más precisamente en las cercanías de la Provincia de Santa Fe.

A continuación se presentan las siguientes características fundamentales del gasoducto del NEA (véase Secretaría de Energía de la Nación, 2005b):

“Descripción

- *Red Troncal: 1.500 Kilómetros*
- *Tamaño: 30 pulgadas de diámetro*
- *Caudal Previsto: del orden de los 20 MM de m³ diarios*
- *Ramales Provinciales: 1.000 Kilómetros*
- *Tamaño: de 6 a 12 pulgadas de diámetro*

Inversión:

- *Gasoducto Troncal: u\$s 1.000.000.000*
- *Privada: u\$s 750.000.000*
- *Pública: u\$s 250.000.000*
- *Ramales Provinciales: u\$s 250.000.000”*

Cabe destacar también la importación de volúmenes específicos de barriles con fuel-oil de Venezuela, operación iniciada en 2004 y sujeta a solicitud de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA) a la petrolera estatal venezolana PDVSA.

Ahora bien, considerando la relación de dependencia hidrocarburífera, el agotamiento inminente de las reservas certificadas y el bajo esfuerzo por diversificar el riesgo de seguridad energética mediante el desarrollo de fuentes de energía primaria alternativas a los hidrocarburos, Argentina deberá enfrentar en el próximo quinquenio los resultados catastróficos de lo que significó –y significa– haber privatizado YPF.

Ricardo A. De Dicco. Buenos Aires, 20 de Marzo de 2006.

Referencias bibliográficas

Argentina - Secretaría de Energía de la Nación (2006a). *Balance Energético Nacional, Serie 1970-2004* [archivo PDF]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2006b). *Cuadros Balance Energético Nacional, Serie 1970-2004* [tabla de Excel]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2006c). *Producción y Pozos* [tabla dinámica de Excel actualizada al 16/Mar/2006]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2006d). *Exportaciones* [tabla dinámica de Excel actualizada al 16/Mar/2006]. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2005a). *Boletín Anual de Reservas de Hidrocarburos 2004*. Dirección Nacional de Exploración, Producción y Transporte de Hidrocarburos; Subsecretaría de Combustibles; Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2005b). *Participación del Gas Natural en la Matriz Energética*. Secretaría de Energía. Buenos Aires.

____ (2004). *Plan Energético Nacional (2004-2008), Programa de Gestión*. Secretaría de Energía; Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; Presidencia de la Nación. Buenos Aires.

Bernal, Federico (2005). *Petróleo, Estado y Soberanía. Hacia la empresa multiestatal latinoamericana de hidrocarburos*. Editorial Biblos. Buenos Aires.

Calcagno, Alfredo E. y Eric Calcagno (2005). *Al borde del abismo energético*. Le Monde Diplomatique, Edición Cono Sur, Abril de 2005. Buenos Aires.

____ (2001). *La privatización del petróleo. Azaroso destino de YPF*. Le Monde Diplomatique, Edición Cono Sur, Julio de 2001. Buenos Aires.

Calleja, Gustavo (2001). *Un 'regalo' del Estado. El negocio (privado) petrolífero*. Le Monde Diplomatique, Edición Cono Sur, Octubre de 2001. Buenos Aires.

____ (2001). *La revolución privatizadora: la experiencia argentina en el sector energético*. Revista Ciudadanos, Ediciones Fundación Arturo Illia - Ediciones Corregidor. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo (2006a). *Ante el fraude contable de Repsol: ¿piensa recuperar Kirchner YPF?* Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

____ (2006b). *La gestión de YPF del Estado versus la de Repsol*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006c). *La renta petrolera de Argentina*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006d). *Hidrocarburos: desde 1967 se explora menos*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006e). *Se agotan el petróleo y el gas natural*. Diario Ciudadano, Febrero de 2006. Mendoza.

____ (2006f). *Nada por descubrir*. Diario Página/12, Febrero de 2006. Buenos Aires.

____ (2005a). *Argentina rumbo al colapso energético*. AREP023, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

____ (2005b). *Análisis de las dos propuestas para el Anillo Energético Sudamericano*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

____ (2004). *Principales características del programa de privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales sobre la oferta primaria de hidrocarburos*. AREP007, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

De Dicco, Ricardo y José Francisco Freda (2005). *Diagnósticos y perspectivas del abastecimiento mundial y nacional de hidrocarburos*. AREP011, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

Freda, José Francisco y Ricardo De Dicco (2004). *Agotamiento de las reservas de hidrocarburos en Argentina*. AREP003, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (2005). *Pozos perforados - Año 2004*. IAPG. Buenos Aires.

Lahoud, Gustavo (2005). *Recuperar la planificación energética para recuperar al país*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO-USAL. Buenos Aires.

Ortiz, Carlos Andrés (2005). *Manual de zonceras energéticas argentinas*. Posadas.

Repsol YPF, S.A. (2006). *Repsol YPF anuncia una reducción de sus reservas en un 25%*. Madrid.

____ (2005). *Informe Anual 2004*. Madrid.

Schorr, Martín y Ricardo Ortiz (2002). *La reconfiguración del poder económico en el sector de los hidrocarburos durante la década del noventa y sus consecuencias en la salida de la Convertibilidad*. Ponencia presentada en las Vº Jornadas de Sociología, organizadas por la Carrera de Sociología de la Universidad Nacional de Buenos Aires (UBA), del 11 al 15 de Noviembre de 2002. Buenos Aires.

United Nations Conference on Trade and Development (2005). *Trade and Development Report, 2005*. UNCTAD. New York y Ginebra.

Legislación consultada:

Ley Nacional N° 17.319 (de 1967).

Resolución N° 319/1993 de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución N° 482/1998 de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución N° 2057/2005 de Secretaría de Energía de la Nación.

Resolución N° 324/2006 de Secretaría de Energía de la Nación.

Sitios de Internet consultados:

<http://www.energia.gov.ar> (Secretaría de Energía de la Nación)

<http://www.enargas.gov.ar> (ENARGAS, Ente Nacional Regulador del Gas)

<http://www.diputados.ari.org.ar> (Bloque Diputados Nacionales del ARI)

<http://www.iapg.org.ar> (IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas)

<http://www.repsol-ypf.com.ar> (Repsol YPF, S.A.)

<http://www.mem.gob.ve> (Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela)

<http://www.eia.doe.gov> (Administración de Información Energética, Departamento de Energía de EE.UU.)

Denuncias del Bloque de Diputados Nacionales del ARI consultadas:

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/PROMUEVE%20se%20investigue%20CNV.doc>

<http://www.diputados.ari.org.ar/documentos/Denuncia%20Penal%20a%20Repsol.pdf>

NOTAS SOBRE EL AUTOR

Ricardo A. De Dicco

- ❑ Director Editorial y Director de Investigación Científico-Técnica del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT), desde 2006.
- ❑ Coordinador del Departamento "Tecnología Aeroespacial Argentina" del CLICeT, desde 2006.
- ❑ Especialista en Economía de la Energía y en Infraestructura y Planificación Energética del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador, desde 2002.
- ❑ Investigador del Área de Economía de la Energía del Centro de Estudios del Pensamiento Económico Nacional (CEPEN) de la Facultad de Ciencias Económicas de la UBA, desde 2005.
- ❑ Profesor Invitado de la Cátedra "*América Latina frente a la Crisis Energética Mundial*" (Prof. Titular: Alejandro Álvarez) de la Escuela de Ciencias Políticas de la Facultad de Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Buenos Aires (UBA), desde 2006.
- ❑ Asesor de la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación, desde 2006.
- ❑ Consultor de organismos públicos e internacionales en materia de infraestructura energética de Argentina y de América Latina y el Caribe, desde 2005.
- ❑ Ex - consultor internacional de Tecnologías de la Información y de las Telecomunicaciones (1991-2001).
- ❑ Autor de mas de un centenar de informes de investigación y artículos de opinión publicados en medios de prensa gráfica e instituciones educativas de Argentina, América Latina y el Caribe, Canadá, EE.UU., Europa, Rusia, Medio Oriente, China y Nueva Zelanda.

Correo electrónico para realizar consultas sobre este material:
dedicco@yahoo.com.ar

Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT)

<http://www.cienciayenergia.com>

Buenos Aires, República Argentina

Ciencia y Energía es el Portal de Internet Oficial del CLICeT

Ciencia y Energía
Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas
(CLICeT)

Dirección Editorial

Federico Bernal
Ricardo De Dicco
editorial@cienciayenergia.com

Dirección de Investigación Científico-Técnica

Ricardo De Dicco
José Francisco Freda
info@cienciayenergia.com

Dirección Comercial y Prensa

Federico Bernal
Juan Manuel García
Gustavo Lahoud
comercialprensa@cienciayenergia.com

Dirección de Arte y Diseño Gráfico

Gabriel De Dicco
webmaster@cienciayenergia.com

Coordinadores de los Departamentos de la Dirección de Investigación Científico-Técnica

- ***Situación Energética de Argentina***
Federico Bernal
- ***Situación Energética en el Mundo***
Facundo Deluchi
- ***Latinoamérica e Integración Regional***
Gustavo Lahoud
- ***Defensa Nacional, Seguridad Hemisférica y Recursos Naturales***
Gustavo Lahoud
- ***Energías Alternativas y Renovables***
José Francisco Freda
- ***Tecnología Nuclear Argentina***
Alfredo Fernández Franzini
- ***Tecnología Aeroespacial Argentina***
Ricardo De Dicco

Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT)

<http://www.cienciayenergia.com>

Buenos Aires, República Argentina

Ciencia y Energía es el Portal de Internet Oficial del CLICeT