

# Principales características de la Política de Seguridad Energética de Chile, año 2005



# Principales características de la Política de Seguridad Energética de Chile, año 2005

Por *Ricardo De Dicco*  
Buenos Aires, Marzo de 2005

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>1. Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>2. La dependencia gasífera .....</b>	<b>3</b>
<b>3. Principales características de la Política de Seguridad Energética de Chile en 20056</b>	
<b>4. Crítica a las opciones de contingencia de la Administración Lagos .....</b>	<b>10</b>
4.1. La ridícula propuesta de importación de Perú y de Trinidad y Tobago .....	10
4.2. Venezuela y otras opciones estratégicas.....	11
4.3. Explorar para incrementar las reservas estratégicas, no para despilfarrar lo que pueda descubrirse	12
<b>5. Reflexiones finales .....</b>	<b>15</b>
<b>Referencias bibliográficas.....</b>	<b>17</b>

## Principales características de la Política de Seguridad Energética de Chile, año 2005

Por *Ricardo De Dicco*

Buenos Aires, Marzo de 2005

### 1. Introducción

**A**l igual que en todo el mundo, los hidrocarburos son recursos energéticos de carácter estratégico en la región sudamericana, y Chile no es una excepción, ya que el petróleo, el gas natural y el carbón mineral cubren el 76% de sus necesidades energéticas y el 58% del suministro eléctrico. Pero sucede que el 63% de la oferta energética chilena es importada: para el caso del petróleo crudo, alrededor de un 77% se importa desde Argentina, un 6% desde Brasil, 5% desde Nigeria y 5% desde Perú; y para el caso del gas natural, la importación de este fluido superó el año pasado el 81% del consumo nacional, proveniente en su totalidad de Argentina, país cuya cadena energética está en manos de un oligopolio liderado por Repsol YPF, conglomerado extranjero que en 2004 extorsionó a la Administración Kirchner en la entrega de gas natural para el mercado argentino.

En este sentido, cabe señalar que Argentina es también un país hidrocarburo-dependiente, y sus reservas de gas natural, según estimaciones del IDICSO en base a proyecciones propias y de la Secretaría de Energía de la Nación, estarían agotadas al promediar el próximo quinquenio.<sup>1</sup> Las productoras gasíferas que operan en este país no realizaron serios esfuerzos exploratorios desde la privatización, sólo construyeron gasoductos de exportación y controlan la formación de precios de combustibles y tarifas de gas y electricidad, lo que explica el poder como *élite* que ostentan gracias a las reformas estructurales realizadas por Menem a principios de los '90. Por otra parte, el mercado gasífero argentino padece de un déficit del 36% (13,5 millones de argentinos carecen de provisión de gas por redes) y además existen dos leyes nacionales que prohíben la exportación cuando el mercado interno no está satisfecho.

Es en este contexto de alta dependencia gasífera y nula redistribución del riesgo de abastecimiento energético que la Administración Lagos se enfrenta al mismo dilema "modernización o decadencia", enfrentado medio siglo atrás por la Francia de Jean Monnet, otro país que históricamente padeció de insuficiencia de combustibles fósiles, líquidos y gaseosos.

---

<sup>1</sup> Para mayor información sobre el horizonte de vida de las reservas gasíferas de Argentina, tener a bien consultar el Material AREP012 "El comportamiento del oligopolio energético que opera en Argentina sobre la oferta primaria de gas natural", elaborado por Ricardo Andrés De Dicco y publicado en Marzo de 2005 por el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO, Universidad del Salvador.



En el presente informe se realiza una breve caracterización de la política de seguridad energética de Chile, se analizan las opciones de contingencia de la Administración Lagos y se esboza sobre el final del mismo una serie de reflexiones orientadas a definir un plan de contingencias cuyas opciones sean formuladas, implementadas y gestionadas por el Estado nacional.



## 2. La dependencia gasífera

En base a datos del documento “*Balance Nacional de Energía 2002*”, publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en Agosto de 2003, el consumo nacional chileno por fuentes de energía primaria se configura de la siguiente manera: 40% petróleo, 26% gas natural, 10% carbón mineral, 8% hidroenergía y 16% restante leña, biomasa, eólica, etc. Cuando se desagrega esta matriz por la de suministro eléctrico, en base al documento publicado en Diciembre de 2004 por la CNE “*Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional*”, se observa que las centrales hidroeléctricas cubren el 40,1% de la demanda, las termoeléctricas el 59,1% (abastecidas principalmente con gas natural, y en menor medida con carbón, petróleo y biomasa) y otras 0,8% (entre ellas las eólicas con el 0,02%).

Es decir, Chile es un país con una alta dependencia hidrocarburífera, ya que sus necesidades energéticas y eléctricas están cubiertas en un 76% y 58%, respectivamente, por estos recursos naturales no renovables (véanse gráficos 1 y 2).

Por otra parte, cabe señalar que la oferta de energía chilena depende en un 63% de recursos energéticos importados, dejando a este país en una situación de vulnerabilidad estructural. El caso ilustrativo es el del gas natural: el 100% de las importaciones provienen de Argentina, país cuyas reservas gasíferas se agotarían, en base a estimaciones del IDICSO, en el año 2013 (véase De Dicco, 2005c).

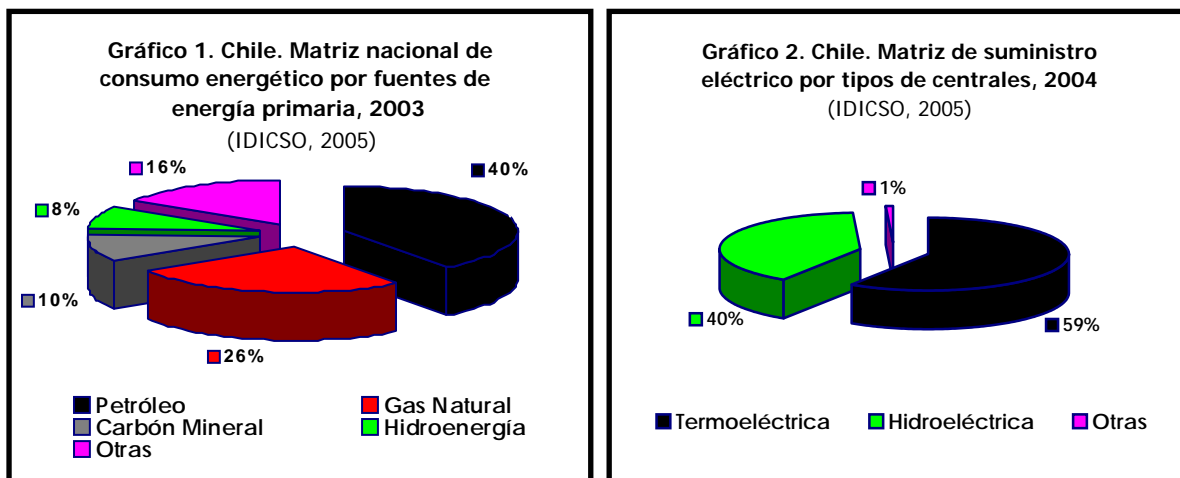
En Chile, el gas natural participa con el 34% de la generación de energía eléctrica y satisface el 26% de las necesidades energéticas totales del país, lo cual merece ser tratado como un recurso estratégico. En base al documento “*Consumo gas natural 1965-2004*” publicado recientemente por la CNE, se observa que el consumo nacional de este fluido registrado en 2004 fue equivalente a 8.286 MM de m<sup>3</sup>, donde el 81,2% corresponde a importación de Argentina (véase Cuadro 1).

Al desagregar el consumo gasífero chileno de 2004, como puede apreciarse en el Cuadro 2, se observa que los usuarios Residenciales participaron con 4,5% del consumo, Comercial y Público con 1,1% (mayoritariamente Comercial), Transporte con apenas el 0,3%, Industrial y Minero con 17%, y el 77,1% restante: Centrales Térmicas, Petroquímica, Refinerías y ENAP (mayoritariamente consumo de las Centrales Térmicas), es decir, que las centrales termoeléctricas concentran la mayor parte del consumo gasífero del país trasandino.

En el Cuadro 2 también se observa la evolución del consumo gasífero de la estructura económica chilena por los disímiles tipos de usuario, desde el inicio de la importación en 1996 hasta 2004. Tanto los significativos incrementos del consumo gasífero como la participación porcentual de los volúmenes importados desde 1996 se explican principalmente no sólo por la incorporación de los gasoductos de exportación construidos por las productoras y transportistas privadas que operan en Argentina, sino más precisamente por una política energética que negó la diversificación del riesgo de



abastecimiento, por un lado, y que negó la dependencia de importación de gas natural proveniente de un país no gasífero, por otro.



Fuente: Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile (2004 y 2003a).

**Cuadro 1. Chile. Evolución del Consumo de Gas Natural Nacional e Importado, período 1996-2004 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)**

Año	PRODUCCIÓN NACIONAL			IMPORTADO (de Argentina)			CONSUMO TOTAL	
	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual	Partic. %	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual	Partic. %	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual
1996	1.651	0,5%	99,8%	4	--	0,2%	1.655	0,8%
1997	1.894	14,7%	73,5%	682	--	26,5%	2.576	55,6%
1998	1.601	-15,5%	44,7%	1.982	190,6%	55,3%	3.583	39,1%
1999	1.968	22,9%	40,0%	2.958	49,2%	60,0%	4.926	37,5%
2000	1.992	1,2%	31,2%	4.391	48,4%	68,8%	6.383	29,6%
2001	2.128	6,8%	29,4%	5.116	16,5%	70,6%	7.244	13,5%
2002	1.989	-6,5%	27,2%	5.314	3,9%	72,8%	7.303	0,8%
2003	1.621	-18,5%	20,5%	6.285	18,3%	79,5%	7.906	8,3%
2004	1.555	-4,1%	18,8%	6.731	7,1%	81,2%	8.286	4,8%

Fuente: elaboración propia en base a datos del documento "Consumo Gas Natural 1965-2004" de la Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile (2005) y en base a datos operativos de Argentina - Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), varios años.

**Cuadro 2. Chile. Evolución del Consumo de Gas Natural por tipo de usuario, período 1996-2004 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)**

Año	Transporte		Industrial y Minero		Comercial, Público y Residencial		Centrales Termoeléctricas		TOTAL	
	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual	MM de m <sup>3</sup>	Var. % interanual
1996	7	0,0%	13	18,2%	215	2,4%	1.420	0,4%	1.655	0,8%
1997	6	-14,3%	310	2285%	232	7,9%	2.028	42,8%	2.576	55,6%
1998	7	16,7%	338	9,0%	224	-3,4%	3.014	48,6%	3.583	39,1%
1999	7	0,0%	410	21,3%	272	21,4%	4.237	40,6%	4.926	37,5%
2000	9	28,6%	799	94,9%	357	31,3%	5.218	23,2%	6.383	29,6%
2001	11	22,2%	872	9,1%	449	25,8%	5.912	13,3%	7.244	13,5%
2002	16	45,5%	990	13,5%	442	-1,6%	5.855	-1,0%	7.303	0,8%
2003	24	50,0%	1.053	6,4%	443	0,2%	6.386	9,1%	7.906	8,3%
2004	29	20,8%	1.409	33,8%	461	4,1%	6.387	0,0%	8.286	4,8%

Fuente: elaboración propia en base a datos del documento "Consumo Gas Natural 1965-2004" de la Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile (2005).



### 3. Principales características de la Política de Seguridad Energética de Chile en 2005

**E**n el segmento gasífero operan seis prestatarias para la distribución, tres comercializadoras y ocho transportistas. Tales agentes económicos operan mediante una concesión, en donde las primeras están obligadas a dar acceso abierto y las segundas de prestar el servicio dentro de sus respectivas zonas de concesión.

Las prestatarias para la distribución del fluido son las empresas:

- Energas (distribuye gas natural en la región V);
- Gas Valpo (distribuye gas natural en la región V);
- Metrogas (distribuye gas natural en la RM);
- Gas Sur (distribuye gas natural en la Región VIII);
- Gasco Magallanes (distribuye gas natural en la región XII, empresa perteneciente al grupo Gasco, distribuidora de GLP en las regiones IV, V, VI, VII y X); y;
- Erogas-Intergas (distribuidora de propano diluido en la región IX).

Las comercializadoras:

- Progas (comercializa gas natural en la región II);
- Distrinor (comercializa gas natural en la región II); y;
- Innergy Soluciones Energéticas (comercializa gas natural a empresas de la región VIII).

Y las transportistas:

- Gas Atacama (gasoducto que comienza en Cornejo y termina en Mejillones);
- Norandino (gasoducto que comienza en Pichanal y termina en Quebrada Ordoñez);
- Taltal (gasoducto que comienza en Mejillones y termina en Tal Tal);
- Gas Andes (gasoducto que comienza en La Mora y termina en San Bernardo);
- Electrogas (gasoducto que comienza en San Bernardo y termina en Quillota);
- Gas Pacífico (gasoducto que comienza en Cullen y termina en Nacimiento);
- Innergy Transportes (gasoducto que comienza en Lirquén y termina en Coronel); y;
- ENAP Magallanes (empresa del grupo estatal ENAP, propietaria del gasoducto Posesión – Cabo Negro, o “Methanex SIP”).





Cabe señalar la existencia de ciertas anomalías empresarias, tales como que el presidente del grupo Gasco (distribuidor de gas natural y GLP) es miembro del directorio de la distribuidora Metrogas, de la transportista Innergy y de la comercializadora de igual nombre; o que el presidente del grupo Innergy es además director de las distribuidoras Gasco y Gas Sur y de la transportista Gas Pacífico. Según Gasco S.A. (véase <http://www.gasco.cl>), este grupo económico es dueño del 100% de la distribuidora Gasco Magallanes, controla el 51,84% del capital accionario de la distribuidora Metrogas y el 70,01% de la distribuidora Gas Sur; también posee participaciones en las transportistas Gas Pacífico y Gas Andes, con 20% y 13% respectivamente; y controla el 30% del grupo Innergy, quien es dueño de la transportista y de la comercializadora de igual nombre. Como se ha visto, el mercado gasífero chileno se encuentra altamente concentrado, ya que un puñado de empresas integran verticalmente el transporte y distribución, producto de una legislación obsoleta (que data de 1931: Ley N° 323), y se encuentran algunas de ellas vinculadas a los intereses particulares de las productoras gasíferas que exportan gas en Argentina.

Esto explica el contexto en el cual los presidentes Eduardo Frei y Carlos Menem firmaron un acuerdo de integración gasífera durante los '90, promovido por los conglomerados extranjeros beneficiados con las reformas estructurales realizadas en ambos países, cuando los organismos gubernamentales pertinentes de ambas naciones conocían perfectamente el déficit de desarrollo gasífero del mercado argentino y los nulos esfuerzos exploratorios por parte del capital privado, con los respectivos riesgos que ello traería a comienzos del siglo XXI.

Desde 1996 hasta 2003 fueron construidos en Argentina 7 gasoductos de exportación con destino Chile. Durante ese período las importaciones se incrementaron significativamente, al punto de superar los requerimientos chilenos. En este sentido, puede observarse que en 2003 se importó un 4% más que lo pactado entre las productoras que operan en Argentina y sus clientes que operan en Chile.

No obstante, el año pasado tales productoras gasíferas, que conforman el oligopolio energético privado que impera en Argentina desde los '90, presionaron al gobierno de Kirchner cortando el suministro al mercado interno, con el propósito de conseguir aumentos tarifarios violatorios de la Ley N° 25.561 (de Emergencia Económica). Como en Argentina existen dos leyes nacionales (17.319 de Hidrocarburos, y 24.076 Marco Regulatorio del Gas) que prohíben la exportación de gas natural cuando el mercado interno está insatisfecho (13,5 millones de argentinos carecen de provisión de gas por redes, según INDEC para 2001), el gobierno argentino decidió aplicar restricciones a la exportación de gas, más la aplicación de retenciones equivalentes al 20%.

En ese sentido, cabe señalar que en el documento "*Plan Energético Nacional 2004-2008*" presentado por la Administración Kirchner en Mayo de 2004, se destaca la importación de gas natural boliviano. Esta medida beneficia exclusivamente a Repsol YPF, justamente el conglomerado energético de mayor implicancia en la violación de la legislación argentina. Ese gas "boliviano" le pertenece a Repsol YPF, la cual entrega el fluido a la estatal YPFB, concretando en Argentina la operación de importación la



empresa Pluspetrol (controlada por Repsol YPF). Esto no habla para nada bien de la actual Administración, cuando se recuerdan los discursos del Presidente de la Nación a principios de 2004 acusando correctamente a Repsol YPF de “extorsionista”.

En suma, durante todo 2004 los incumplimientos contractuales de los agentes económicos que operan en Argentina respecto a sus pares chilenos fue del -3%, si se considera el volumen estimado en el documento “*Proyección Demanda de Gas Natural 2003-2012*” (publicado en Noviembre de 2003 por la CNE): 6.934 millones de m<sup>3</sup>, y el volumen exportado: 6.731 millones de m<sup>3</sup>, según la Secretaría de Energía de Argentina (véanse cuadros 1 y 3).

No obstante, cabe señalar que el volumen exportado por los productores y transportistas de Argentina durante 2004 se incrementó más de un 7% respecto al registrado en 2003, según ENARGAS (véase Cuadro 1). Por consiguiente, el consumo total de gas natural (nacional e importado) durante 2004 fue equivalente a 8.286 millones de m<sup>3</sup>, es decir, un -8,2% inferior que lo proyectado para dicho ejercicio anual.

Considerado esto, no es recomendable para Chile mantener tal grado de dependencia gasífera con Argentina, no sólo por el descontrol y ausencia de regulación existente en el mercado energético de nuestro país, sino más bien por el horizonte de vida de “nuestras” reservas comprobadas de gas natural, las cuales estarían agotadas en el próximo quinquenio, como fuera mencionado antes (véase De Dicco, 2005c).

Por consiguiente, la Administración Lagos debería diversificar el riesgo de importación de este hidrocarburo estableciendo relaciones comerciales con países realmente gasíferos, como Venezuela, y otros que se tratarán en el próximo capítulo.



**Cuadro 3. Chile. Proyección de la Demanda de Gas Natural, período 2003-2012 (en millones de metros cúbicos)**

Año	Consumo Anual de gas natural nacional e importado					
	Nacional Magallanes (XII)	Importado C. Austral (Arg.)	Importado C. Neuquina (Arg.)	Importado C. Noroeste (Arg.)	Total Importado (Arg.)	TOTAL
2003	2.077	1.737	2.602	1.701	6.040	8.117
2004	2.096	1.789	2.949	2.196	6.934	9.031
2005	2.208	2.358	3.512	2.361	8.231	10.439
2006	2.219	2.369	3.965	2.466	8.800	11.019
2007	2.230	2.381	4.582	2.545	9.508	11.738
2008	2.241	2.394	5.257	2.607	10.258	12.499
2009	1.596	3.051	5.463	3.268	11.782	13.377
2010	1.608	3.052	5.734	3.321	12.107	13.716
2011	1.621	3.053	6.022	3.333	12.408	14.028
2012	1.633	3.054	6.867	3.333	13.254	14.887

Fuente: elaboración propia en base a datos del documento *"Proyección Demanda de Gas Natural 2003-2012"* de la Comisión Nacional de Energía del Gobierno de Chile, publicado en Noviembre de 2003.



#### 4. Crítica a las opciones de contingencia de la Administración Lagos

Las opciones de contingencia de la Administración Lagos no son muy prometedoras a la hora de asegurar la oferta energética y evitar un colapso en la capacidad de fuerza de las usinas. La misma considera impedir la concentración de las importaciones desde un mismo país recién a partir del año 2010, no pudiendo superarse el 85% el abastecimiento proveniente de una misma nación.

El error no sólo radica en esperar hasta el año 2010, sino también en que tal porcentaje no implica una redistribución racional del riesgo, ya que los proyectos de importación opcionales como Trinidad y Tobago (gas natural licuado –GNL–) y Perú (gas natural –GN– y gas licuado de petróleo –GLP–) no son sustentables en el largo plazo, considerando que las productoras estadounidenses y europeas agotarían los yacimientos hidrocarburíferos de ambos países para fines de la próxima década.

##### 4.1. La ridícula propuesta de importación de Perú y de Trinidad y Tobago

En el caso de Trinidad y Tobago, de acuerdo a estudios del IDICSO (De Dicco, 2005a), Chile probablemente pueda importar GNL del país caribeño pero sólo a través de Repsol YPF, a un altísimo costo y en volúmenes no muy significativos, ya que este conglomerado petrolero-financiero concentra alrededor del 20% de la producción de GNL y el destino principal de la misma es EE.UU. (85%), correspondiendo el resto a España, República Dominicana y Puerto Rico, y a los contratos de comercialización mantenidos con la noruega Statoil y las británicas BG y BP; es decir, que el volumen de importación no podría superar el equivalente al 11% de lo que Chile importó de Argentina en 2004, durante un plazo no superior a los 15 años. Por otra parte, el conglomerado anglo-estadounidense BP-Amoco destina la mayor parte de su producción de GNL a EE.UU. y el resto a Europa, y la Shell Western LNG termina su contrato de operación (exportación a EE.UU.) en Trinidad y Tobago en Diciembre de 2005, lo que sugiere que ninguna de estas empresas estará interesada en exportar GNL a Chile. Por último, cabe señalar que los estudios mencionados estiman un agotamiento definitivo de las reservas certificadas de gas natural de Trinidad y Tobago hacia el año 2025.

En el caso de Perú, sus reservas gasíferas son bastante inferiores a las de Argentina (para fines de 2004, menos de la mitad),<sup>2</sup> y los principales destinos proyectados por Pluspetrol (Repsol YPF) y Aguaytia Energy (consorcio de empresas estadounidenses), quienes concentran el 91% del mercado del *upstream*, para su explotación serán México y EE.UU. a partir de 2008, siendo en menor medida el desarrollo del mercado peruano;<sup>3</sup> es decir, el gas peruano es menos atractivo para Chile que el gas argentino, incluso para

---

<sup>2</sup> En base a estudios del IDICSO y del MORENO, para Enero de 2005 Perú contaba con reservas comprobadas equivalentes a 247 mil millones de m<sup>3</sup>; y para misma fecha, Argentina tenía alrededor de 560 mil millones de m<sup>3</sup>. A modo de referencia, Bolivia registró en igual mes de 2005 reservas comprobadas próximas a los 765 mil millones de m<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> En mi opinión personal, arguyo que la explotación de las reservas gasíferas del Perú debería orientarse únicamente a la satisfacción de la estructura económica peruana.



el mediano plazo. Pero también cabe señalar que la “posible” importación de gas natural peruano, suponiendo que algún día se concrete, perjudicaría al Pueblo Peruano, y esto no debe ser considerado como un dato menor. Otro error es el caso del GLP: Repsol YPF y sus subsidiarias controlan el 28% del mercado peruano y el 40% del mercado chileno, lo que permite a este conglomerado extranjero incidir notablemente en la formación de precios del mercado chileno.

#### **4.2. Venezuela y otras opciones estratégicas**

Chile debería considerar otros proveedores de gas natural, como Venezuela, Indonesia, Argelia, Nigeria, Arabia Saudita, Irán, Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Australia o Rusia (véase Cuadro 4).

Los principales exportadores mundiales de GNL son Indonesia, Argelia, Malasia, Qatar, Australia, Emiratos Árabes Unidos y Nigeria. Una racional política de seguridad gasífera debería orientarse a diversificar el riesgo de importación en al menos cuatro proveedores importantes de diferentes regiones geográficas, y establecer contratos de comercialización de menor relevancia con otros tres.

El potencial proveedor más estratégico para Chile (como para cualquier país de la región) es Venezuela, el cual concentra las mayores reservas gasíferas de América Latina y el Caribe (57%);<sup>4</sup> por otra parte, la Administración Chávez es proclive a desarrollar en un contexto de integración energética regional un sistema de gasoductos para satisfacer las necesidades energéticas de los países con insuficiencia de combustibles gaseosos,<sup>5</sup> el cual podría llegar hasta Chile.

Las opciones de provisión de GNL de mayor importancia a ser consideradas son Indonesia, Argelia y Australia. Indonesia por ser el principal exportador mundial de GNL, Argelia por tener una de las flotas de metaneros más grandes y modernas y Australia por tratarse de un país altamente industrializado, con reservas gasíferas

---

<sup>4</sup> Y alrededor del 68% de las reservas gasíferas de la Unión Sudamericana. Aunque si bien casi el 10% es gas libre, es decir, gas no asociado a la extracción de petróleo, es probable que existan algo más de 2.800 mil millones de m<sup>3</sup> de gas no asociado por certificar.

<sup>5</sup> Se trata de Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, Paraguay y Uruguay. En el caso de Argentina, si bien cuenta con reservas certificadas para 8 años (considerando la proyección de crecimiento hasta 2012 de su producción), actualmente padece en su mercado interno un déficit equivalente al 36% de ciudadanos que carecen de provisión de gas por redes. Para el caso de Brasil, sus reservas certificadas no alcanzan para satisfacer sus propias necesidades de reconfiguración de la matriz de suministro eléctrico, altamente dependiente de las centrales hidroeléctricas, que en los años hidrológicamente poco favorables provocan cortes en el suministro, con sus respectivos costos perjudiciales del aparato productivo del gigante sudamericano. Respecto a Ecuador, este país andino no cuenta con reservas gasíferas importantes para el desarrollo de su mercado doméstico, viéndose necesaria la decisión política de reconfigurar su matriz energética para reducir costos en la generación eléctrica, insumo industrial, calefacción y transporte vehicular. Los casos de Paraguay y Uruguay son los más complicados, dada la inexistencia de reservorios hidrocarburíferos en ambos países (al menos en Uruguay, pues es posible un inminente descubrimiento en el Chaco paraguayo de una considerable extensión de acumulaciones y espesores probablemente productivos, donde las muestras de los esfuerzos exploratorios están siendo estudiadas por geólogos e ingenieros de petroleras extranjeras; sea como fuere, hasta tanto no se determine el valor “exacto” no podrá certificarse la existencia de reservas hidrocarburíferas en Paraguay).



adecuadas para la exportación (horizonte de vida superior a los 25 años) y con importante flota de metaneros.

Los otros tres proveedores con los que el gobierno chileno debería igualmente establecer relaciones comerciales para importar pequeños volúmenes de GNL son los tres principales reservorios mundiales de gas natural: Rusia, Irán y Qatar.

En suma, Venezuela es el oferente más atractivo y único confiable de la región para garantizar el abastecimiento gasífero de Chile para los próximos 50 años, en forma abundante y barata. En este sentido, el fortalecimiento de lazos de integración energética entre Chile y Venezuela promoverá, por un lado, la seguridad del abastecimiento de energía por parte de Chile sin detrimento de terceros pueblos, y, por otro, el correspondiente a la formación de Petro América (Petro Sur, Petro Caribe y Gas Sur) en un contexto de integración energético-industrial-tecnológico sudamericana.

Por ello mismo, la negociación del gobierno chileno con Venezuela resulta, vale repetir, muy atractiva, si se tiene en cuenta que este país hermano podría abastecer de gas natural a Chile por un período cercano a los 50 años y a precios regionales, no internacionales (como el que desean vendernos en la región el capital privado).

En el Cuadro 4 puede observarse la comparación de los principales reservorios de América Latina y el Caribe con los de la OPEP, Rusia y Australia. Como se puede observar en el mismo, Venezuela es el único país gasífero de la región, concentrando para fines de 2003 el 2,4% de las reservas mundiales de gas natural: 4.220.000 millones de m<sup>3</sup>; mientras que Trinidad y Tobago concentraba apenas el 0,4% de las reservas mundiales: 736.000 millones de m<sup>3</sup>, Bolivia también el 0,4%: 782.000 millones de m<sup>3</sup> y Argentina 0,3%: 612.000 millones de m<sup>3</sup> (Perú apenas participa con el 0,1%: 247.000 millones de m<sup>3</sup>, casi tres veces menos que Argentina). Entre los principales oferentes de la OPEP, aparecen Indonesia, Argelia, Qatar e Irán, los cuales para fines de 2003 participaban con el 1,5%, 2,6%, 14,6% y 15,7%, respectivamente, de concentración de reservas gasíferas en el mundo. Y en los casos mencionados de Rusia y Australia, el primero concentra el 27,3% de las reservas mundiales y el segundo el 1,4% (véase Cuadro 4).

#### **4.3. Explorar para incrementar las reservas estratégicas, no para despilfarrar lo que pueda descubrirse**

Por último, cabe destacar la importancia de que ENAP realice serios esfuerzos exploratorios, considerando que es posible incrementar al doble las reservas gasíferas chilenas, que si bien podrían arrimarse –con suerte– hasta los 120 mil millones de m<sup>3</sup> (entre las existentes y las probables de existir) las inversiones de capital de riesgo se justificarían indudablemente en el actual contexto de inseguridad energética resultante de un modelo irracional de nula planificación (estatal y privada) y ausencia del Estado, que por cierto la Administración Lagos fracasó en revertir.



En caso de producirse en el futuro un descubrimiento gasífero en el extremo sur chileno (o en donde fuera), lo ideal sería conservar estratégicamente las reservas, donde la producción participe con un 30% del consumo nacional, y sólo extraer un mayor porcentaje en aquellos momentos en que se vea afectada la provisión externa (como hace EE.UU. con el petróleo, por así decirlo). Estimaciones del IDICSO señalan que podrían descubrirse alrededor de 100 mil millones de m<sup>3</sup>.

Véase el siguiente ejercicio. El remanente de reservas gasíferas certificadas de Chile para 2004 fue equivalente a casi 20 mil millones de m<sup>3</sup> (al actual nivel de consumo el reservorio se agotaría en dos años y medio); en caso de descubrirse la cubicación señalada anteriormente, las reservas gasíferas chilenas podrían incrementarse hasta casi 120 mil millones de m<sup>3</sup>. Suponiendo de que Chile decida extraer el volumen de gas natural necesario para satisfacer el 100% del consumo nacional, considerando la proyección de su crecimiento para 2012 (véase Cuadro 3, capítulo anterior), el horizonte de vida de tales reservas (las actuales y las probables de existir) en 2012 podría ser de apenas seis meses; es decir, que la disponibilidad de gas natural propio podría alcanzar cuanto mucho hasta mediados del 2013.

Por ello la justificación de continuar los esfuerzos exploratorios y no despilfarrar el recurso a descubrir en incrementar significativamente la producción para destinarla tanto al mercado interno como a una posible y ridícula exportación de GNL a México o EE.UU., pues no caben dudas que en caso de encontrarse alrededor de 100 mil millones de m<sup>3</sup> adicionales, el capital privado sugiera aumentar su facturación incrementando la participación de la extracción nacional para el consumo interno, especialmente el de las centrales termoeléctricas, y construir una absurda planta de licuefacción para exportar.



**Cuadro 4. Comparación de los principales reservorios de América Latina y el Caribe con Australia, Rusia y principales reservorios de la OPEP, al 31/Dic/2003 (en millones de metros cúbicos y porcentajes)**

PAÍS	RESERVAS (MM de m <sup>3</sup> )	PARTICIPACIÓN MUNDIAL EN LA CONCENTRACIÓN DE RESERVAS (%)
ARGENTINA	612.000	0,3
BOLIVIA	782.000	0,4
MÉXICO	420.000	0,2
TRINIDAD Y TOBAGO	736.000	0,4
VENEZUELA	4.220.000	2,4
<i>UNIÓN SUDAMERICANA</i>	<i>6.235.000</i>	<i>3,5</i>
<i>AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE</i>	<i>7.391.000</i>	<i>4,2</i>
AUSTRALIA	2.460.000	1,4
FEDERACIÓN RUSA	48.000.000	27,3
ARGELIA	4.545.000	2,6
INDONESIA	2.557.000	1,5
IRÁN	27.570.000	15,7
IRAK	3.170.000	1,8
NIGERIA	4.997.000	2,8
QATAR	25.783.000	14,6
ARABIA SAUDITA	6.754.000	3,8
EMIRATOS ÁRABES UNIDOS	6.060.000	3,4
<i>OPEP</i>	<i>88.719.000</i>	<i>50,5</i>

Fuente: elaboración propia en base a datos oficiales y de Oil & Gas Journal (2005), BP (2004), CEDIGAZ (2004), OPEC (2004) y World Oil (2004).



## 5. Reflexiones finales

Chile se encuentra ante dos escenarios: “*comprar cualquier cosa como país*” (el ministro Rodríguez Grossi arguye negativamente respecto a este comentario, pero los hechos indican lo contrario) o diversificar el riesgo de abastecimiento energético. En relación a esto último las ofertas más atractivas de largo plazo para la importación de GNL sin perjudicar a terceros pueblos son Australia y los países miembros de la OPEP (en particular Indonesia, Argelia, Irán y Qatar) más Rusia, y la importación vía gasoducto el único país de Sudamérica que posee reservas importantes es Venezuela, como fuera mencionado en las líneas precedentes.

Una vez definidas las opciones sustentables de importación de GNL, el proceso de gasificación del mismo, o en su defecto la importación vía sistema de gasoductos de gas natural venezolano, como por supuesto el transporte y distribución troncal del fluido, deberían estar gestionados por ENAP (petrolera estatal chilena), a fin de ofrecer energía barata que promueva la competitividad del aparato productivo chileno, de forma que sea concordante con el mensaje del presidente Ricardo Lagos: “*La política energética chilena pretende altos niveles de seguridad en el abastecimiento, bajo estrictas condiciones de eficiencia económica y de respeto al desarrollo sustentable*”.

Por otra parte, el desarrollo de la gasificación del carbón mineral, es una opción interesante, aunque la emisión de CO<sub>2</sub> no resulta nada positiva en el impacto medio ambiental. Pero la alternativa más atractiva son los recursos naturales renovables, a partir de la nucleoelectricidad, hidroelectricidad, energía eólica, geotérmica y solar fotovoltaica.

En este sentido, es menester diversificar el riesgo en la provisión de energía, reduciendo la dependencia hidrocarburífera y fomentando el desarrollo de tales fuentes de energía primaria alternativas.

Es sabido que la tecnología hidráulica goza de buena salud en Chile, pero también debe destacarse la relevancia que cobra el desarrollo de la tecnología nuclear (nucleoelectricidad) cuando se presentan años hidrológicamente poco favorables en un país que históricamente padeció de insuficiencia de combustibles fósiles, líquidos y gaseosos y que además es hidrocarburo-dependiente.

En Chile y Argentina (y Brasil) existen los yacimientos uraníferos más ricos de la región. Por ello mismo, la planificación energética de la CNE y de la CCHEN (Comisión Chilena de Energía Nuclear) debería orientarse al desarrollo conjunto de ambos países junto a Venezuela y Brasil en esta tecnología a fin de evitar la costosísima dependencia hidrocarburífera de la próxima década.

Por consiguiente, la generación nucleoelectrónica es *la* opción que Chile debería considerar en su política de seguridad energética de largo plazo, es decir, orientar los lineamientos propositivos hacia los combustibles nucleares, además de la hidroenergía y de los aerogeneradores (eólica). En efecto, aquí se hace referencia a la explotación de



combustibles nucleares para la generación de energía eléctrica y producción de hidrógeno vehicular; es decir, energía barata, limpia y abundante, que permitirá encarar un proceso de industrialización y avance científico técnico autónomo de Chile en un contexto de integración energético-industrial-tecnológica sudamericana, rompiendo así con la dependencia económica, tecnológica y cultural que Chile ha mantenido con las grandes potencias desde el día de su “independencia”.

Chile puede financiar tales desarrollos si recupera la renta energética y minera en su totalidad. Ello depende de una decisión política: dependencia económica, tecnológica y cultural versus autonomía nacional en un contexto de integración regional sudamericana.

***Ricardo De Dicco. San Martín de los Andes, 19 de Marzo de 2005.***



## Referencias bibliográficas

**ARGENTINA - ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS** (2005). *Datos Operativos* (años 1996 a 2005). ENARGAS. Buenos Aires.

**ARGENTINA - SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN** (2005). *Boletín Anual de Hidrocarburos 2003*. Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios Públicos de la Nación. Buenos Aires.

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

**BOLIVIA - YPFB** (2004). *Reservas certificadas disponibles al 1º de enero de 2004 por compañía operadora*. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. La Paz.

**CHILE - COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA** (2005). *Consumo Gas Natural 1965-2004*. CNE. Santiago de Chile.

\_\_\_\_\_ (2004). *Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional*. CNE. Santiago de Chile.

\_\_\_\_\_ (2003a). *Balance Nacional de Energía 2002*. CNE. Santiago de Chile.

\_\_\_\_\_ (2003b). *Proyección Demanda de Gas Natural 2003-2012*. CNE. Santiago de Chile.

**PERÚ - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS** (2004). *Informe Anual de Reservas 2003*. Lima.

**BP** (2004). *Statistical Review of World Energy full Report Workbook, 2004*. BP. London.

**CEDIGAZ** (2004). *Natural Gas in the World, Major Trends for the Gas Industry June 2004*. Centre International d'Information sur le Gaz naturel et tous hydrocarbures gazeux. Paris.

**DE DICCO, Ricardo Andrés** (2005a). *El futuro del abastecimiento energético de Chile*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

\_\_\_\_\_ (2005b). *Chile: la crisis del gas y el plan de contingencias de Lagos*. Informe del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

\_\_\_\_\_ (2005c). *El comportamiento del oligopolio energético que opera en Argentina sobre la oferta primaria de gas natural*. AREP012, Material del Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador. Buenos Aires.

**OIL & GAS JOURNAL** (2005). *Vol. 102, No. 47*. PennWell Corp. Washington, DC.

**OPEC** (2004). *Annual Statistical Bulletin 2003*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Viena.

**WORLD OIL** (2004). *Vol. 225, No.9*. Gulf Publishing Co. Washington, DC.



## NOTAS SOBRE EL AUTOR

### Ricardo A. De Dicco

- Es especialista en Economía de la Energía y en Infraestructura y Planificación Energética del Instituto de Investigación en Ciencias Sociales (IDICSO) de la Universidad del Salvador.
- Se desempeñó entre 1991 y 2001 como consultor internacional en Tecnologías de la Información y de las Telecomunicaciones.
- A partir de 2002 inició sus actividades de docencia e investigación científica sobre la problemática energética de Argentina y América Latina en el Área de Recursos Energéticos y Planificación para el Desarrollo del IDICSO (Universidad del Salvador), desde 2005 en la Universidad de Buenos Aires y a partir de 2006 como Director de Investigación Científico-Técnica del Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas (CLICeT).
- También brindó servicios de consultoría a PDVSA Argentina S.A. y de asesoramiento a organismos públicos e internacionales, como ser la Comisión de Energía y Combustibles de la H. Cámara de Diputados de la Nación y la Organización de Naciones Unidas.
- Ha participado como expositor en numerosos seminarios y congresos nacionales e internacionales sobre la problemática energética de Argentina y de América Latina.
- Es autor de más de un centenar de informes de investigación y artículos de opinión publicados en instituciones académicas y medios de prensa del país y extranjeros.
- Entre sus últimas publicaciones, se destacan: *"2010, ¿Odisea Energética? Petróleo y Crisis"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2006), co-autor de *"La Cuestión Energética en la Argentina"* (FCE-UBA y ACARA, Buenos Aires, 2006), de *"L'Argentine après la débâcle. Itinéraire d'une recomposition inédite"* (Michel Houdiard Editeur, París, 2007) y de *"Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas"* (Editorial Capital Intelectual, Colección Claves para Todos, Buenos Aires, 2008).



Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas

<http://www.cienciayenergia.com>

Buenos Aires, República Argentina

*Ciencia y Energía* es el Portal de Internet Oficial del CLICeT



## **Staff del CLICeT**

### **Dirección Editorial**

Federico Bernal y Ricardo De Dicco  
[editorial@cienciayenergia.com](mailto:editorial@cienciayenergia.com)

### **Dirección de Investigación Científico-Técnica**

Ricardo De Dicco y José Francisco Freda  
[investigacion@cienciayenergia.com](mailto:investigacion@cienciayenergia.com)

### **Dirección Comercial y Prensa**

Juan Manuel García  
[comercialyprensa@cienciayenergia.com](mailto:comercialyprensa@cienciayenergia.com)

### **Dirección de Arte y Diseño Gráfico**

Gabriel De Dicco  
[webmaster@cienciayenergia.com](mailto:webmaster@cienciayenergia.com)



**Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas**

<http://www.cienciayenergia.com>


**Buenos Aires, República Argentina**

*Ciencia y Energía* es el Portal de Internet Oficial del CLICeT



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

- ***Latinoamérica e Integración Regional***  
Gustavo Lahoud y Federico Bernal
- ***Defensa Nacional, Seguridad Hemisférica y Recursos Naturales***  
Gustavo Lahoud
- ***Industria, Ciencia y Tecnología para el Desarrollo***  
Federico Bernal y Ricardo De Dicco
- ***Estadística, Prospectiva y Planificación Energética***  
Ricardo De Dicco, José Francisco Freda y Alfredo Fernández Franzini
- ***Energía en Argentina***  
Federico Bernal y José Francisco Freda
- ***Energía en el Mundo***  
Facundo Deluchi y Gustavo Lahoud
- ***Energías Alternativas y Renovables***  
Juan Manuel García y Federico Bernal
- ***Tecnología Nuclear Argentina***  
Ricardo De Dicco y Facundo Deluchi
- ***Tecnología Aeroespacial Argentina***  
Ricardo De Dicco y Facundo Deluchi

	Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas	
<a href="http://www.cienciayenergia.com">http://www.cienciayenergia.com</a>	Buenos Aires, República Argentina	
<i>Ciencia y Energía</i> es el Portal de Internet Oficial del CLICeT		