Presidencia
AGN
Auditoría General de la Nación

Una década al cuidado de los fondos públicos

Informe sectorial del Presidente de la Auditoría General de la Nación

Dr. Leandro Despouy

Energía

1

Una década al cuidado de los fondos públicos

Energía

Informe sectorial del Presidente
de la Auditoría General de la Nación

Dr. Leandro Despouy

Presidencia
AGN
Auditoría General
de la Nación

Diciembre de 2013

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN A LA SERIE 5

PRÓLOGO 7

1. LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA 11

2. PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL 14

3. LA ENERGÍA BAJO LA LUPA DE LA AGN 20

Auditorías sobre gestión y regulación del sector energético 20

Un servicio eléctrico precario durante una década 20
Anomalías en el uso de fondos públicos 21
- Fondos previstos por ley para inversiones, utilizados para subsidios 21
- Falta de control en la asignación y distribución de subsidios 21
- Importación de combustibles de Venezuela con sobreprecios 21
- Incremento no justificado de los costos de construcción de obras 23

Ineficacia del programa de ahorro enegético 24
Inversión en hidrocarburos insuficiente para revertir la disminución de la producción 25
Desincentivo a la inversión en hidrocarburos 26
- La Secretaría de Energía no actualiza el valor del canon 26
- La Secretaría de Energía no exige el pago del canon 26
- Fallas en el sistema de liquidación de regalías sobre la producción de hidrocarburos 27
- La Secretaría de Energía no ejerce la facultad de aplicar sanciones que le confiere la Ley de Hidrocarburos 28

Asimetrías en el consumo de gas 28

Auditorías sobre empresas públicas del sector energético 29

Enarsa 29
Entidad Binacional Yacyretá 31
Nucleoeléctrica Argentina (NASA) 33

YPF DEBE SER AUDITADA POR LA AGN 34

4. INFORMES DE AUDITORÍA DESTACADOS EN EL SECTOR 2002-2013 36

Presidencia

AGN

Auditoría General de la Nación

INTRODUCCIÓN A LA SERIE

Esta serie de análisis sectoriales cubre los aspectos destacados de la labor de la Auditoría General de la Nación (AGN) a lo largo de los últimos 12 años. Se trata de una lectura transversal de los informes de auditoría, sector por sector, desde la perspectiva del presidente de la institución.

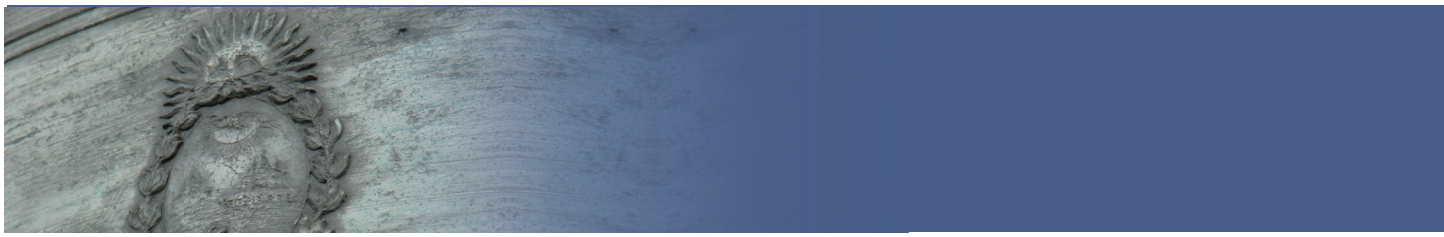
El propósito de este trabajo es difundir los hallazgos de más de una década de control de la gestión estatal, junto a un diagnóstico que sea de utilidad para el Congreso Nacional, los funcionarios de gobierno actuales y futuros, y la opinión pública en general.

Dado que la actividad de la AGN se centra en detectar las desviaciones entre los objetivos expuestos (deber ser) y las falencias en su concreción (ser), este trabajo pone de relieve los aspectos de las cuentas públicas y de la administración del Estado que requieren revisión y mejora.

La evaluación se fundamenta principalmente en las observaciones y recomendaciones de casi 3000 informes de auditoría realizados entre 2002 y 2013, e incorpora la visión del presidente de la AGN, nutrida además por datos y opiniones de expertos en cada uno de los sectores analizados.

Con estas entregas, en papel y en soporte digital, además de rendir cuentas de la gestión al frente del organismo, se pretende difundir el trabajo de la AGN y aportar la experiencia acumulada a lo largo de 12 años, contribuyendo así a brindar claridad sobre la realidad argentina en una diversidad de áreas de incumbencia del Estado, tales como transporte, aduanas, seguridad social, infraestructura, vivienda, medio ambiente y finanzas públicas.

Este primer número de la serie aborda la cuestión energética y se basa en los informes más relevantes del período realizados por la AGN en la Secretaría de Energía y en el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico, dependientes del Ministerio de Planificación Federal, Infraestructura y Servicios; el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE); el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS); la Subsecretaría de Defensa del Consumidor, dependiente de la Secretaría de Comercio Interior del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas; y las empresas estatales Energía Argentina S.A. (ENARSA), Entidad Binacional Yacyretá (EBY) y Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA).



PRÓLOGO

En los últimos doce años la Argentina sufrió una pronunciada declinación en el sector energético, lo cual llevó a la pérdida de una crucial ventaja competitiva para la economía nacional: la posibilidad de abastecer la totalidad del consumo doméstico con producción propia. La autosuficiencia energética se había alcanzado en 1989, durante el gobierno de Raúl Alfonsín tras un largo proceso de más de 80 años desde aquel lejano 13 de diciembre de 1907 en que empleados del Ministerio de Agricultura de la Nación descubrieron petróleo en Comodoro Rivadavia. En la actualidad, esa ventaja ha desaparecido, y la dependencia de otros países es creciente.

La energía en la Argentina proviene aproximadamente en un 85% de los hidrocarburos gas natural y petróleo. La producción de estos insumos estratégicos estuvo en crecimiento durante la mayor parte del siglo XX, y alcanzó a abastecer las necesidades internas y a exportar excedentes a partir de 1989. Sin embargo, desde hace 15 años la producción de petróleo está en caída: presenta una disminución de 33% desde 1998 a la fecha. La producción de gas natural, por su parte, sufrió una pérdida acumulada de 16% desde 2004. Por primera vez en la historia petrolera argentina, estamos ante un descenso permanente en la producción doméstica de hidrocarburos, sin que las proyecciones muestren una reversión de esta tendencia.

A este retroceso productivo se agrega que las reservas comprobadas de gas natural –el combustible más utilizado en nuestro balance energético- son hoy la mitad de lo que eran en 2001, lo que nos lleva a concluir que estamos consumiendo el inventario de recursos naturales sin reponerlos de manera sustentable.

La caída productiva comienza a fines de los 90. Es en esa década cuando el Estado nacional, mediante la privatización de sus grandes empresas energéticas, se desvinculó de la producción, distribución y comercialización de energía y, al mismo tiempo, abandonó el ejercicio de algunos de sus roles indelegables, como la planificación estratégica y la fiscalización de numerosas actividades. Dado que el sector energético quedó desde aquel entonces y durante la mayor parte de la última década en manos de empresas privadas, la AGN focalizó su tarea en evaluar la función de control y supervisión del Estado sobre las actividades de exploración y extracción de dichas empresas, acordadas en los contratos de concesión.

En medio centenar de auditorías conducidas por la AGN entre 2002 y 2013, hay reiteradas alertas sobre falta de planificación e ineficacia del Estado en asegurar las inversiones necesarias para que el sector energético acompañe el crecimiento económico y poblacional.

La AGN detectó por ejemplo que el Estado no sanciona a los concesionarios de explotación de hidrocarburos por incumplir con las inversiones comprometidas, ni controla eficazmente la producción, ni actualiza el valor del canon, ni liquida adecuadamente las regalías. Esta ausencia del Estado facilitó que los concesionarios implementaran un manejo cortoplacista, sin una visión estratégica integrada para el sector.

Las empresas privadas privilegiaron la extracción, relegando la inversión en exploración que daría la sustentabilidad necesaria a la explotación de recursos no renovables –como son, por naturaleza, los hidrocarburos. El Estado ausente no fue capaz de alentar con políticas apropiadas una reversión de esa peligrosa tendencia.

Para abastecer una demanda creciente y ante la caída en la producción local de hidrocarburos, la Argentina se ha convertido en los últimos cinco años en un país fuertemente importador. De un saldo comercial energético positivo de US$ 5700 millones en 2006, nuestro país pasó a tener un saldo comercial negativo en el sector energético que llegaría a los US$ 7000 millones a fines de 2013.

Una equivocada política de subsidios, tanto desde el punto vista social como territorial, sumada a la ausencia de estímulo a la inversión y los retrasos tarifarios que no sirvieron para frenar el proceso inflacionario, desencadenaron la crisis en el sector energético.

Mientras en 2004 los subsidios al sector representaban 2% del gasto público total (0,31% del PBI), para 2012 esa participación había alcanzado el 11%/2,85% del PBI). Pero este incremento no encuentra su justificación desde el punto de vista de la equidad, ya que, en ausencia de tarifas sociales, ha beneficiado a los sectores de mayor poder adquisitivo de la población.

Esta falta de políticas sociales en materia energética se evidencia también en la distribución del gas, con un Estado que discrimina a la parte de la población más carenciada y a aquellos ubicados en zonas aisladas de los gasoductos o redes de distribución. Por estar excluidos de la red de gas natural, estos usuarios son consumidores cautivos de Gas Licuado de Petróleo (GLP) envasado en garrafas que, según constató la AGN en 2008, es 577% más caro. No hay un esfuerzo coordinado por revertir esta situación, ya que no solo el Gobierno Nacional carece de una planificación adecuada sino que además los gobiernos locales incumplen con obras públicas bajo su responsabilidad, como lo verificó esta institución. Toda corrección de rumbo que se lleve a cabo para intentar revertir la actual crisis del sector, debe tener en cuenta el conjunto de variables a modificar de modo tal de no profundizar la inequidad que el esquema vigente ha producido.

La reestatización en 2012 del paquete mayoritario de acciones de la principal empresa argentina de energía, YPF, refleja un reconocimiento tardío de la situación extremadamente grave a la que se ha llegado en el sector. Ahora bien, si el sentido de retomar el control de YPF fue el de restituir al Estado el control sobre la explotación de los recursos estratégicos nacionales, no se entiende por qué se excluyó a la empresa de la órbita de control de la AGN.

De tal manera, YPF resulta un caso excepcional en América Latina, ya que las principales empresas petroleras de la región con participación estatal mayoritaria o controlante –Petrobras, PDVSA, Pemex, Ecopetrol y Petroecuador– cotizan en bolsa y son auditadas por sus respectivos órganos de control público. No cabe duda de que el prestigio de YPF, su imagen empresarial, su gestión y sus convenios con otras empresas se verían reforzados si la AGN pudiese dictaminar sobre sus balances, tarea que de todos modos llevarán a cabo consorcios privados de auditoría financiera del mundo internacional.

El hecho de que el Estado recupere parte de su soberanía energética a través de una posición controlante en YPF, pero que en el mismo acto señale que la empresa continuará operando como una sociedad anónima sin que le sean aplicables normativas de gestión o control estatal como el que ejerce la AGN en otras empresas públicas tal como indica nuestra Constitución Nacional, constituye un hecho de suma gravedad que debe ser subsanado de inmediato y que pone en duda la posibilidad de un cambio real del paradigma energético del país.

Leandro Despouy
Presidente
Auditoría General de la Nación

1 LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA

Se denomina genéricamente "matriz energética" a la estructura de abastecimiento energético de un país, como resultado de la demanda y la oferta disponibles.

En la Argentina predominan los hidrocarburos frente al total de los recursos energéticos, particularmente el gas natural, que con el 52% representa la columna vertebral del sistema y es no solo un elemento clave para los diversos sectores económicos, sino además el principal insumo para la producción de energía eléctrica.

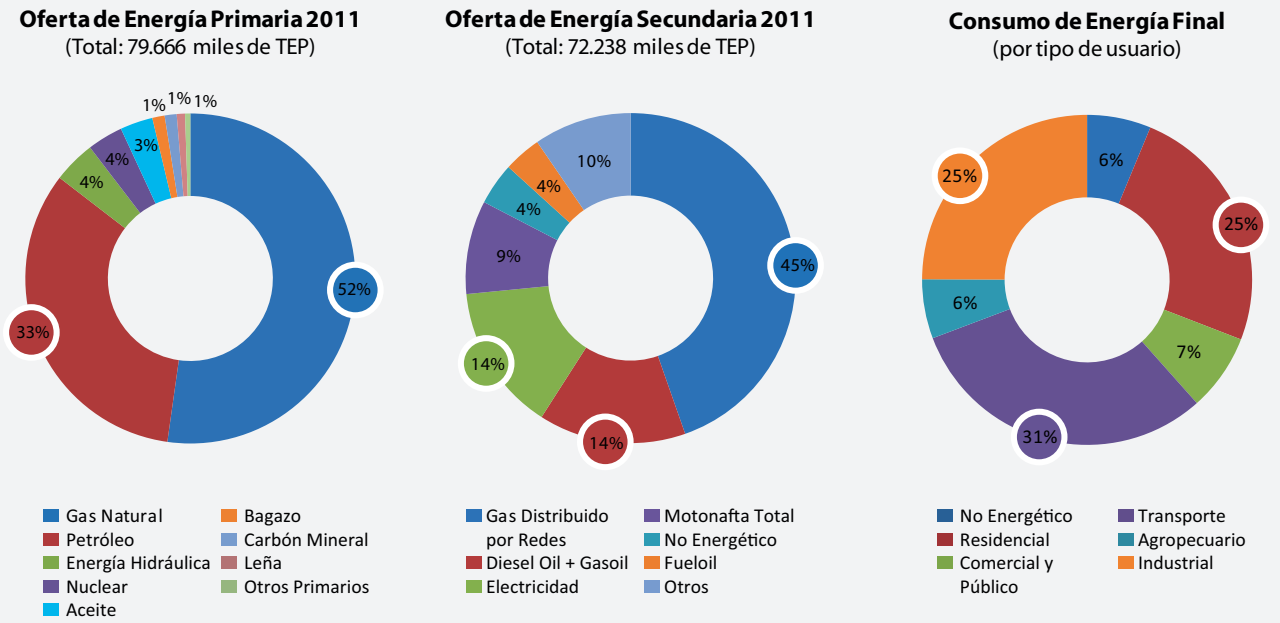
El 85% de la energía en la Argentina proviene de hidrocarburos, con el gas natural como protagonista.

El peso de los hidrocarburos en la Argentina (85% al sumar gas y petróleo) se evidencia cuando se compara nuestra matriz energética con la de otros países. Entre los de la región, el 72% de la oferta de energía primaria de Perú proviene de hidrocarburos, mientras que en Chile ese porcentaje es del 63%, y en Brasil es del 57%. En tanto, para el caso de Estado Unidos, es de 64%, porcentaje similar al conjunto de los países europeos.

Son varias las razones que explican históricamente esta configuración. El descubrimiento del yacimiento de Loma de la Lata en Neuquén durante la década del 70 impulsó al sector y provocó un cambio radical en la matriz energética nacional. Conjuntamente con el notable aumento de la capacidad de transporte, gracias a las inversiones en los gasoductos Centro-Oeste (1981), Neuquén-Buenos Aires "Neuba II" (1988) y la ampliación del gasoducto del Norte (1988), se potenció la oferta de gas natural a los mercados concentrados del Litoral y se modificaron los precios relativos de la energía. El gas natural presentaba, en materia de precios de venta, ventajas económicas importantes con respecto a los demás combustibles.

Las abundantes reservas y las políticas sostenidas de promoción hicieron que, hacia final del gobierno de Raúl Alfonsín, la Argentina fuera autosuficiente en materia energética. La cadena productiva completa de la actividad se desarrollaba a nivel nacional, desde la producción de hidrocarburos en yacimientos hasta su venta a consumidores finales.

Pero ese rasgo diferenciador hoy se ha perdido, y la Argentina está desaprovechando su fortaleza natural al convertirse en



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los Balances Energéticos 2011 - Secretaría de Energía de la Nación, MECON (actualizado en septiembre 2013).

un país importador como cualquier otro que, al carecer de reservas propias, depende de suministradores externos con actividades que no se realizan en su propio territorio.

En 1989, bajo el gobierno de Raúl Alfonsín, la Argentina alcanza la autosuficiencia energética.

La pérdida de la ventaja competitiva tiene que ver con el abandono del rol central del Estado en la planificación estratégica del sector energético a partir de la década del 90. Allí comienza un retroceso, con la privatización de las grandes empresas estatales de energía como principio rector. La crisis se ha profundizado en la última década a punto tal de revertir la óptima situación energética que se había alcanzado en los 80.

Tras las privatizaciones quedó configurado un complejo energético compuesto por empresas privadas, entre ellas: productoras de hidrocarburos, transportadoras, refinadoras, comercializadoras de derivados, generadoras eléctricas, transportistas de electricidad, distribuidoras eléctricas, transportistas de gas natural y distribuidoras de gas.

En los años 90, la privatización de empresas estatales de energía reconfiguró el sector energético.

Existen también varias dependencias gubernamentales responsables de aplicar la legislación, principalmente la Secretaría de Energía y los entes reguladores, cuya función es administrar y aplicar la normativa específica prevista en las leyes que regulan la actividad: la Ley 17.319, de Hidrocarburos, la Ley 24.065, de Marco Regulatorio Eléctrico Nacional, y la Ley 24.076, de Marco Regulatorio del Gas Natural. Muchas de estas instituciones están dentro del campo específico de las auditorías que realiza la AGN.

En lo que respecta al gas, las privatizaciones implican la sustitución de la empresa Gas del Estado –hasta entonces una empresa nacional integrada de transporte y distribución que abastecía a todo el territorio nacional– por ocho empresas de distribución regionales y dos empresas de transporte por gasoductos troncales (TGN y TGS). El proceso de privatización vino acompañado de un cambio en las normas, que se implementó con la Ley 24.076, de Regulación de la Actividad Gasífera, en 1992.

La producción de hidrocarburos no quedó exenta de este proceso de transformación. La empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) fue en primer lugar redimensionada, para lo cual vendió numerosos activos que redujeron su tamaño empresario (yacimientos centrales, áreas marginales, refinerías, flota) y luego privatizada en 1992 con la sanción de la Ley 24.145.

Las empresas privadas han explotado de manera intensiva el gas natural, a precios promocionados y sin contrapartida de inversión para incorporar nuevas reservas, mientras el Estado nacional desempeñó un rol pasivo.

Las grandes reservas comprobadas de gas natural con que contaba la Argentina como resultado de los descubrimientos de campos gigantes de gas seco y gas condensado (vg. Loma de la Lata, Ramos, Cuenca Austral) llevados a cabo mayoritariamente por YPF en las décadas del 70 y del 80, comenzaron a ser explotadas en forma intensiva. La ausencia del Estado en la planificación estratégica incentivó a las empresas privadas a realizar un uso intensivo del gas natural, esta incluyó además una fuerte promoción de las exportaciones a Chile, Brasil y Uruguay que el gobierno argentino promovió y autorizó mediante decretos específicos entre 1995 y 2004.

El consumo de gas se intensificó además en el sector eléctrico, sobre todo tras la adopción de la tecnología de generación mediante grandes ciclos combinados. Esta tecnología de bajos costos de instalación y alta eficiencia llevó a que las industrias y el parque térmico de generación eléctrica adoptasen el gas como su combustible de preferencia, aprovechando además los precios regulados de este insumo energético, muy inferiores a los precios internacionales.

La disminución crónica de la producción y de las reservas de gas y petróleo muestran una situación actual crítica, sin que se avizore la explotación de nuevos recursos. En materia de hidroelectricidad solo existe un anuncio con respecto a las represas sobre el río Santa Cruz, que –si la financiación estuviera presente– podrían estar en condiciones de producir recién en la próxima década. En cuanto a la represa de Yacyretá, desde fines de los 90 a hoy solo ha ampliado moderadamente su producción hidroeléctrica.

Una central importante de combustible tradicional se construye en Río Turbio, pero el proyecto exige un crecimiento, todavía poco probable, de la producción de carbón mineral en el yacimiento de esa localidad del sur argentino.

Atucha II, la nueva central nuclear, sigue esperando para su puesta en operaciones y debieron postergarse los proyectos de extensión de vida útil de las dos existentes (Atucha I y Embalse de Río Tercero).

Las nuevas energías alternativas, como la eólica y la solar, pueden caracterizarse, por su escaso aporte, como explotaciones experimentales con costos inciertos.

Un nuevo tipo de reservorios de combustibles atrapados en las rocas sedimentarias, los llamados shale oil y shale gas, podrían augurar un cambio en el largo plazo, puesto que la búsqueda de nuevas fuentes tradicionales en cuencas no debidamente exploradas como la del Mar Argentino tendría resultados muy inciertos. Y queda mucho por analizar respecto de la potencialidad de los biocombustibles en la Argentina.

2 PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL

La energía, en las diversas formas en que se consume –electricidad, combustibles refinados derivados del petróleo, gas natural y otras–, es un insumo estratégico para el desarrollo social y económico.

El sector energético tiene la característica de ser de demanda creciente, acompañando los aumentos de población, actividad económica, producción agropecuaria, parque automotor y otras variables. Por lo tanto, todo país que tenga por objetivo satisfacer con su producción interna el consumo local deberá ampliar en forma paralela su oferta por lo menos al mismo ritmo. En la Argentina de la última década, ha ocurrido lo inverso.

Según datos divulgados por la Presidencia de la Nación en enero de 2012, "las importaciones del sector energético en 2011 ascendieron a US$9367 millones y (…) han crecido desde 2010 en 107% anual". Ese volumen y ese ritmo de crecimiento son difíciles de sostener para una economía que –como la argentina– tiene un saldo de balanza comercial de US$12.690 millones (2012), que además viene reduciéndose año a año.

A partir del reconocimiento de esta situación ocurrieron varios hechos que desembocaron en la reestatización de la principal petrolera argentina, YPF.

Al anunciar el envío al Congreso del proyecto de Ley de soberanía en materia de hidrocarburos, la presidenta de la Nación, Cristina Fernández de Kirchner, señaló a inicios de 2012 que de mantenerse la tendencia en la caída de la producción de hidrocarburos "(nos) tornaríamos en un país inviable". Para revertir la situación se consideró necesario entonces "la recuperación de la soberanía y del control de un instrumento fundamental", refiriéndose así a la expropiación de las acciones de YPF para poner en manos del Estado la administración de la empresa.

A partir de 2011, la Argentina pierde el autoabastecimiento energético que la había beneficiado desde fines de la década del 80.

La reestatización de YPF fue una señal de que la importación energética creciente había dejado de ser vista como señal del buen funcionamiento de la economía argentina como sostenía el discurso oficial para convertirse en el disparador de las decisiones de expropiación. Fue necesario admitir que la Argentina tiene problemas energéticos de gravedad, y que estos comprometen el futuro, tales como:

- La caída productiva crónica –y de larga duración– de los yacimientos nacionales de hidrocarburos.
- La disminución de las reservas comprobadas, sobre todo de gas natural.
- La caída de la inversión de riesgo en exploración.
- La pérdida en 2011 del autoabastecimiento energético que nuestro país exhibía desde fines de la década del 80, lo que nos transforma hoy en un país dependiente y, por lo tanto, vulnerable.

A continuación se muestra la evolución de algunas de las variables más significativas que permiten evaluar la gravedad de la situación actual de nuestro sector energético.

El Estado no ha planificado para atender la demanda creciente de energía, sino que se ha limitado a aplicar una política de subsidios en el intento de compensar la inflación y la falta de inversión.

Como se mencionó al principio, el sector energético tiene la característica de ser de demanda creciente; su dinámica de crecimiento está correlacionada con el crecimiento de variables macroeconómicas y poblacionales. En los últimos nueve años, desde la salida de la convertibilidad, la demanda de los

distintos rubros energéticos ha crecido a la par del PBI, en torno al 5% anual acumulativo.

Para que el lector se haga una idea aproximada de lo que ello significa en lo relativo a la velocidad de crecimiento, digamos que si se sostiene la demanda de 5% anual, el consumo actual se verá duplicado en aproximadamente 14 años; análogamente, un crecimiento del 7,2% –como ha habido por ejemplo en la demanda de naftas– implica que el consumo se duplicará en menos de 10 años.

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA 2002-2011

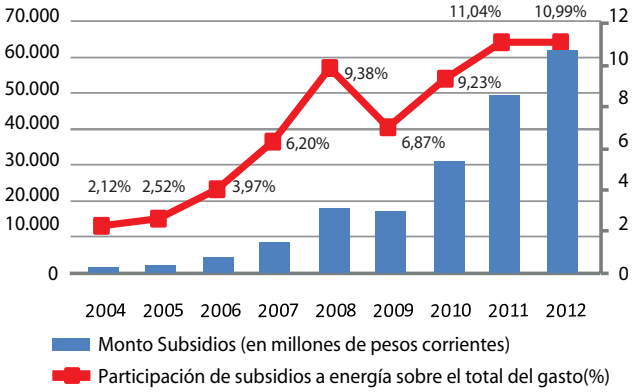
	Tasa promedio anual	Acumulado 9 años
PBI	5,79 %	65,96%
ELECTRICIDAD	5,30 %	59,17%
GASOIL	3,70 %	38,68%
NAFTAS	7,20 %	86,96%
GAS NATURAL	4,95 %	54,47%

Fuente: Informe de Avance del Nivel de Actividad, INDEC; Secretaría de Energía; Enargas; IAPG.

No ha habido un plan para abordar esta demanda creciente, sino que el Estado se ha limitado a distribuir subsidios, en el intento de compensar los retrasos tarifarios, la inflación y la falta de inversión.

En su conjunto, los subsidios fomentaron un uso poco racional de los recursos energéticos y absorbieron recursos fiscales crecientes. De hecho, mientras que en 2004 los subsidios representaban 2% del gasto público total, para 2012 esa participación había alcanzado el 11%, en un contexto de gasto público creciente.

SUBSIDIO AL SECTOR ENERGÉTICO 2004-2012

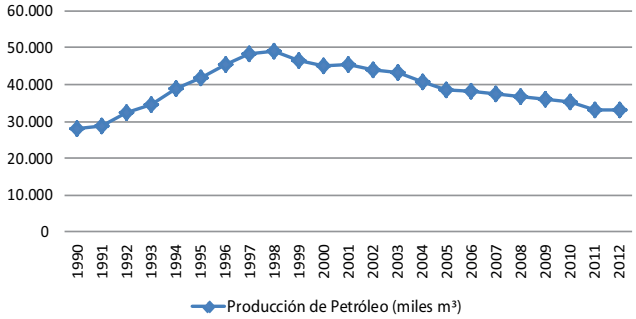


Fuente: MECON - Secretaría de Hacienda - Sitio del Ciudadano.

Las cifras muestran que la presión de la demanda sobre la necesidad de crecimiento de la oferta es muy importante. Si el país tiene por objetivo satisfacer con su producción interna sus consumos locales, tendrá que ampliar en forma paralela esa oferta por lo menos al mismo ritmo. No hacerlo implica caer necesariamente en la importación.

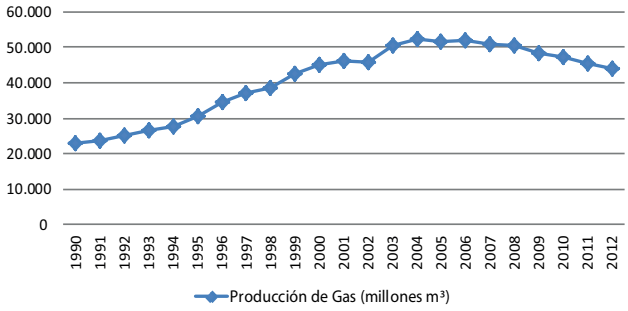
Veremos a continuación cómo se desempeñaron las variables de la oferta productiva en ese mismo lapso. Mientras que la demanda de combustibles líquidos creció al 7,2% anual acumulativo en naftas y al 3,7% anual acumulativo en gasoil, la producción nacional de la materia prima con que aquellos se manufacturan –el petróleo– disminuyó entre 2002 y 2011 con una tasa negativa del 3,00% anual.

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
1990-2012



Fuente: SIPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL
1990-2012



Fuente: SIPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

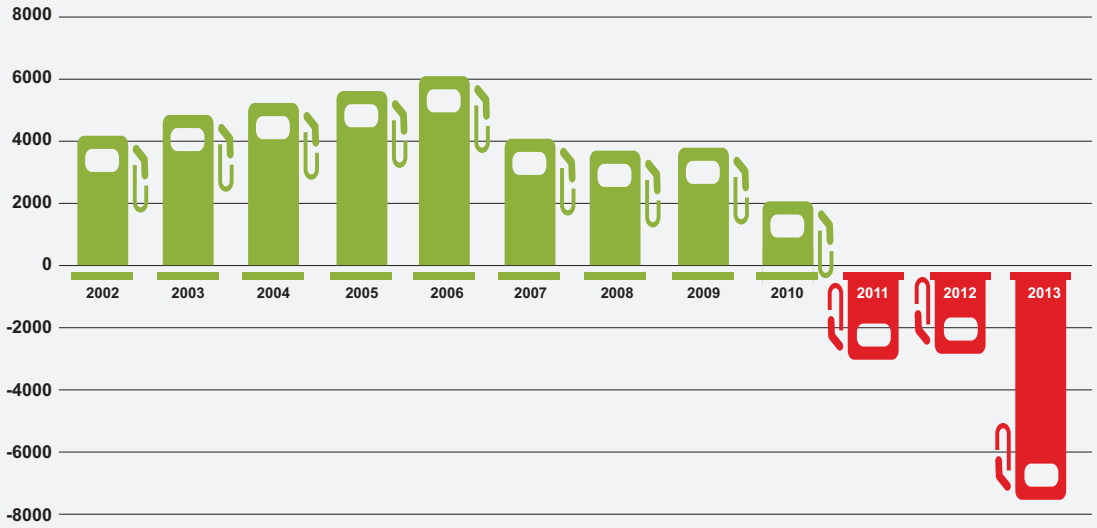
Existe una situación similar en lo relativo a la producción local de gas natural –el combustible más importante de nuestro balance energético–, según muestran los datos oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación.

En este caso, mientras que la demanda de gas natural se ha expandido con una tasa del 4,95 % anual acumulativo, la producción local, que hasta 2004 estaba en crecimiento, comenzó a declinar con una tasa promedio negativa del 2,00% anual acumulativo.

Con la producción de petróleo en disminución desde 1998, y la de gas natural desde 2004, estamos ante la mayor caída productiva de la historia argentina.

El gráfico siguiente muestra cómo en los últimos años la Argentina pasó de ser un país autosuficiente a ser altamente dependiente del exterior en materia energética. Se puede observar claramente que de un saldo comercial energético positivo de US$5700 millones en 2006, pasamos a un saldo negativo que llegaría a los US$7000 millones a fines de 2013.

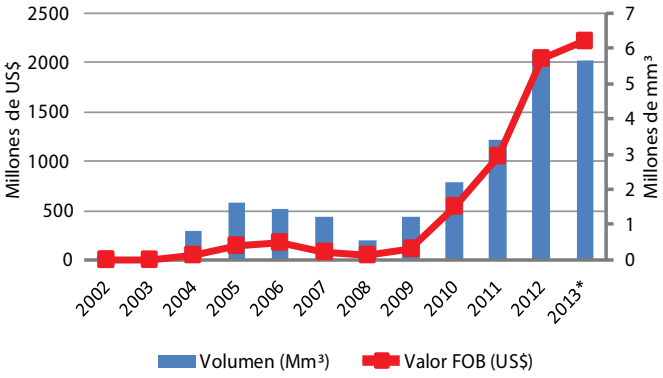
SALDO COMERCIAL COMBUSTIBLES Y ENERGÍA
2002-2013* **(EN MM USD)**



* Estimado para 2013 en base a 9 meses computados Fuente: INDEC - Sector Externo - Informes de Prensa

Las importaciones de gas de Bolivia han aumentado considerablemente en el periodo analizado por la AGN. En 2002 solo eran de 99,3 millones de metros cúbicos, mientras que para 2006 ascendieron a 1428,5 millones de metros cúbicos y ya en 2012 superaron los 5800 millones de metros cúbicos.

IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DESDE BOLIVIA*



* Estimado para 2013 en base a 9 meses computados.
Fuente: Secretaría de Energía.

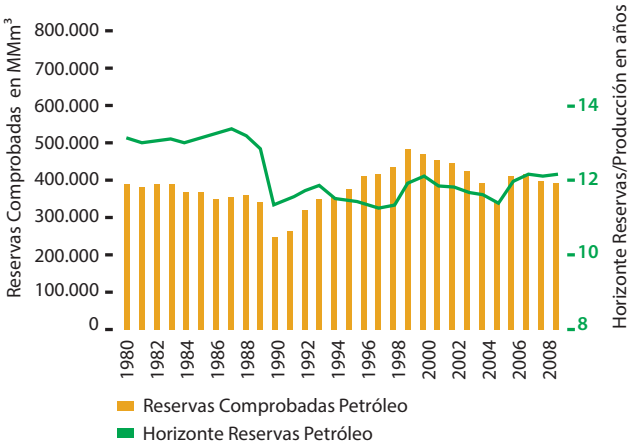
El valor de las importaciones a su vez pasó de US$3,1 millones en 2006 a US$2032,3 millones en 2012. No solo se incrementó el volumen de gas natural sino que se pagó un precio mayor por cada metro cúbico de gas importado, especialmente a partir de 2009. No obstante este aumento en el costo de la importación, seguía siendo más rentable desde la óptica empresaria –y sin la presión del Estado por cumplir sus obligaciones contractuales–importar y utilizar las reservas existentes que aumentar los niveles de inversiones en exploración y extracción.

Es oportuno indagar en las causas de la declinación productiva ya que, de lo contrario, un pensamiento simplista podría plantear como política incrementar rápidamente la producción de hidrocarburos como forma de resolver nuestro gran problema. El petróleo y el gas natural son recursos energéticos no renovables; ello implica que su explotación y su ritmo de producción están limitados por la disposición efectiva de reservas comprobadas en condiciones de ser explotadas. Esto quiere decir que para que un país pueda producir, debe disponer de reservas comprobadas y explotables en lo inmediato. La magnitud de esas reservas, dentro de ciertos límites, determina su nivel productivo.

Al ritmo actual de producción, y de no mediar nuevos descubrimientos, dentro de siete años se agotan las reservas de gas natural en la Argentina.

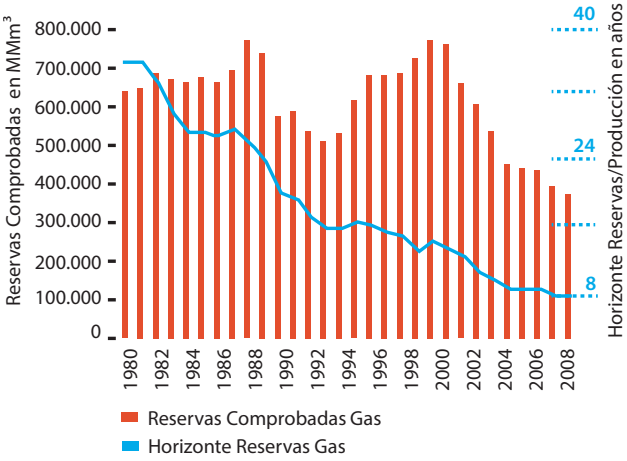
En los últimos años, la Argentina ha sufrido una disminución de los inventarios de reservas de hidrocarburos comprobadas. Esto se debe a la disminución de descubrimientos de nuevos yacimientos, que a su vez causa menor producción, y a la disminución de los rendimientos con que la producción se realiza.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO Y RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN



Fuentes: IAE "General Mosconi", IAPG, Secretaría de Energía, YPF.

EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL Y RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN



Fuentes: IAE "General Mosconi", IAPG, Secretaría de Energía, YPF.

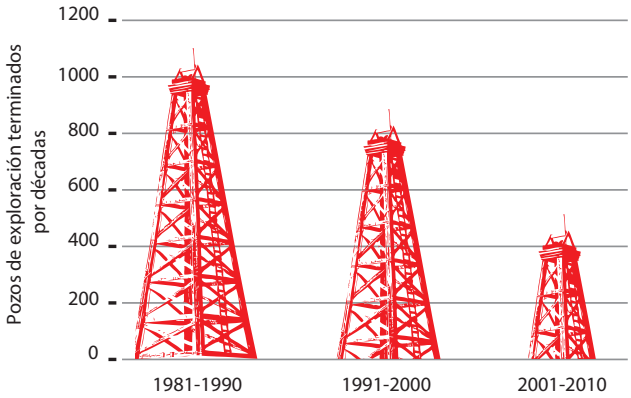
Es particularmente notable la extraordinaria caída de la reservas de gas natural a partir del año 2000. En aquel momento, el país tenía un inventario de reservas por 770.000 millones de metros cúbicos, que hoy se han reducido a la mitad. Esto repercute directamente en la relación entre reservas y producción, es decir, el período durante el cual las reservas alcanzan si la producción se mantiene al ritmo presente bajo el actual nivel de tecnología. En la actualidad, tenemos un horizonte de tan solo siete años; pasado ese tiempo, agotaremos las reservas.

Indagando en forma más profunda sobre las causas de esta disminución crónica de las reservas, encontramos que nuestro país ha relegado las inversiones en exploración en los últimos treinta años, y muy particularmente en los últimos diez años. A su vez, dada esa menor inversión no ha habido nuevos descubrimientos y esta es la causal de la baja en la producción.

La inversión en pozos de exploración terminados en los últimos diez años representa 40% de la que se realizó en la década del 80.

La magnitud de la inversión exploratoria puede ser inferida razonablemente de la cantidad de pozos exploratorios realizados. El gráfico siguiente muestra la cantidad de pozos exploratorios terminados en las últimas tres décadas; se ve claramente que la inversión en los últimos diez años representa aproximadamente el 40% de la que se realizó en la década del 80.

CANTIDAD DE POZOS TERMINADOS POR DÉCADA



Fuentes: IAE "General Mosconi", IAPG, Secretaría de Energía, YPF.

La producción se incrementó en forma significativa a lo largo de la década del 90; sin embargo, como esa explotación no estuvo acompañada de inversiones exploratorias, luego de alcanzar un pico en 2004, comenzó su declinación.

Actualmente, hay tres cuencas principales de gas natural en producción que concentran aproximadamente el 88% de la pro-

ducción total de gas nacional. Estas son la Cuenca Neuquina, que es el yacimiento de producción más importante (51,31% de la producción total del país); Loma de la Lata-Sierra Barrosa, la Cuenca Noroeste, que con un 13,60% de la producción nacional es la cuenca con mayores costos de explotación y producción debido a la necesidad de perforar a mayores profundidades; y la Cuenca Austral, que incluye yacimientos en producción en cuencas continentales y marinas en las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego, con una producción que alcanza el 23,09 % del total del país.

A modo de conclusión: si el petróleo y el gas natural configuran aproximadamente el 85% del total de la oferta interna de energía primaria, y ambos están en declinación productiva crónica desde hace varios años; y ello se combina con demandas crecientes en todos los rubros energéticos, entonces es una consecuencia lógica que un país autoabastecido de energía pase a ser fuertemente dependiente del suministro externo.

Si no se toman medidas efectivas y contundentes para revertir el retroceso vertiginoso en materia energética, la Argentina se verá, en el futuro cercano, en una situación insostenible que afectará el funcionamiento del sector externo y particularmente la balanza de pagos.

Este es el fenómeno al que precisamente estamos asistiendo los argentinos en estos años sin que el problema haya sido claramente abordado por la Secretaría de Energía, como resulta comprobado en las sucesivas auditorías que la AGN ha realizado en la última década.

3 LA ENERGÍA BAJO LA LUPA DE LA AGN

Las auditorías sobre energía y combustibles constituyen un amplio universo de actividades de la AGN, que si bien se centran en el desempeño de la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y en los entes de regulación de gas y electricidad, abarcan también la auditoría de las principales empresas del sector: Energía Argentina S.A. (ENARSA), Ente Binacional Yacyretá, y Núcleoeléctrica Argentina S.A. (NASA).

En la última década, la AGN realizó un conjunto de estudios sobre el sector cuyas conclusiones pusieron de manifiesto los principales problemas; algunos de ellos son particularmente destacables porque anticiparon las graves anomalías que hoy afronta la Argentina en el área energética.

AUDITORÍAS SOBRE GESTIÓN Y REGULACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Se realizaron múltiples auditorías sobre este sector crítico para el desenvolvimiento del conjunto de la actividad productiva y de la vida cotidiana de los ciudadanos. El denominador común de lo observado en esas auditorías es una deficiente gestión de la Secretaría de Energía y la escasez de recursos energéticos, que se acrecienta en la proyección futura, como consecuencia directa de esa mala administración.

Los auditores verificaron, además, inconsistencias en la información correspondiente a áreas, yacimientos, producción y empresas declarantes de las concesiones en explotación. Se trata de imprecisiones graves frente al hecho cierto y a la preocupación generalizada por la disminución de reservas de hidrocarburos y el riesgo creciente de agotamiento de nuestros recursos petroleros y gasíferos.

A continuación se resumen las principales conclusiones de los informes de auditoría realizados sobre el sector en el período 2002-2012.

UN SERVICIO ELÉCTRICO PRECARIO DURANTE UNA DÉCADA

El incumplimiento de la Ley 24.065, de Marco Regulatorio, que prevé el ajuste periódico de tarifas eléctricas, sin que dicho sistema fuera reemplazado por otro, llevó al uso creciente de subsidios y a la caída de inversiones privadas. Ello provocó una disminución de las condiciones de calidad del servicio previstas en los contratos de concesión.

Una auditoría realizada en la Secretaría de Energía en 2008 con relación a la gestión del programa de Políticas Energéticas (Res. AGN 99/08), señaló entre otras cosas la aplicación desde 2003 de precios artificialmente bajos en el mercado eléctrico, lo que se contrapone abiertamente con lo establecido en la Ley 24.065, de Marco Regulatorio (art. 2, incs. d, e y f, y arts. 40 a 49).

Este hecho provocó, entre otras circunstancias, el desfinanciamiento del fondo compensador de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) a fines de 2005, y el de las empresas de servicios públicos, lo cual redundó en el desmedido uso de subsidios y en una caída de la inversión de las empresas privadas que, a su vez, provocó que los servicios se prestaran en condiciones de calidad menores a las previstas en los contratos de concesión. Tras diez años de aplicación sistemática de esta política, las empresas hoy se encuentran en situación de quebranto.

Es de hacer notar que el desfinanciamiento del sector eléctrico se agravó por la caída en la producción de gas natural y el consecuente mayor uso de combustible importado (gasoil, fueloil, gas natural), cuyo costo de adquisición en el mercado internacional es varias veces superior al precio del gas natural nacional, tal como surge de los informes de la AGN sobre cada uno de estos recursos.

ANOMALÍAS EN EL USO DE FONDOS PÚBLICOS

Se detectaron numerosas irregularidades con respecto al destino y control de los fondos públicos, desde la utilización para subsidios de dinero previsto por ley para inversiones, y la ausencia de control en la asignación y distribución de subsidios a las empresas del mercado eléctrico, hasta sobreprecios en importaciones y licitaciones.

Fondos previstos por ley para inversiones, utilizados para subsidios

En el informe 199/08, la AGN observó como anomalía que el subsidio a la energía eléctrica se hubiera fondeado indebidamente con recursos del Fondo Unificado (FU) creado por la Ley 24.065, art. 37. El marco regulatorio establece que todos los generadores de energía percibirán una tarifa uniforme basada en el costo de mercado. Sin embargo, las empresas de propiedad del Estado solo tendrán derecho a recuperar sus costos operativos y de mantenimiento. Los excedentes que se generan por la diferencia entre ambos valores conforman el FU, cuya administración recae en la Secretaría de Energía. Este fondo fue diseñado para financiar inversiones y no subsidios.

Falta de control en la asignación y distribución de subsidios

La AGN observó que en la asignación, autorización, pago y rendición de subsidios no hay control por oposición de intereses ya que la responsabilidad recae en forma total sobre CAMMESA. La Secretaría de Energía no ejerce un control sistemático que permita verificar la correcta aplicación y seguimiento de los aportes que realiza desde el FU al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista.

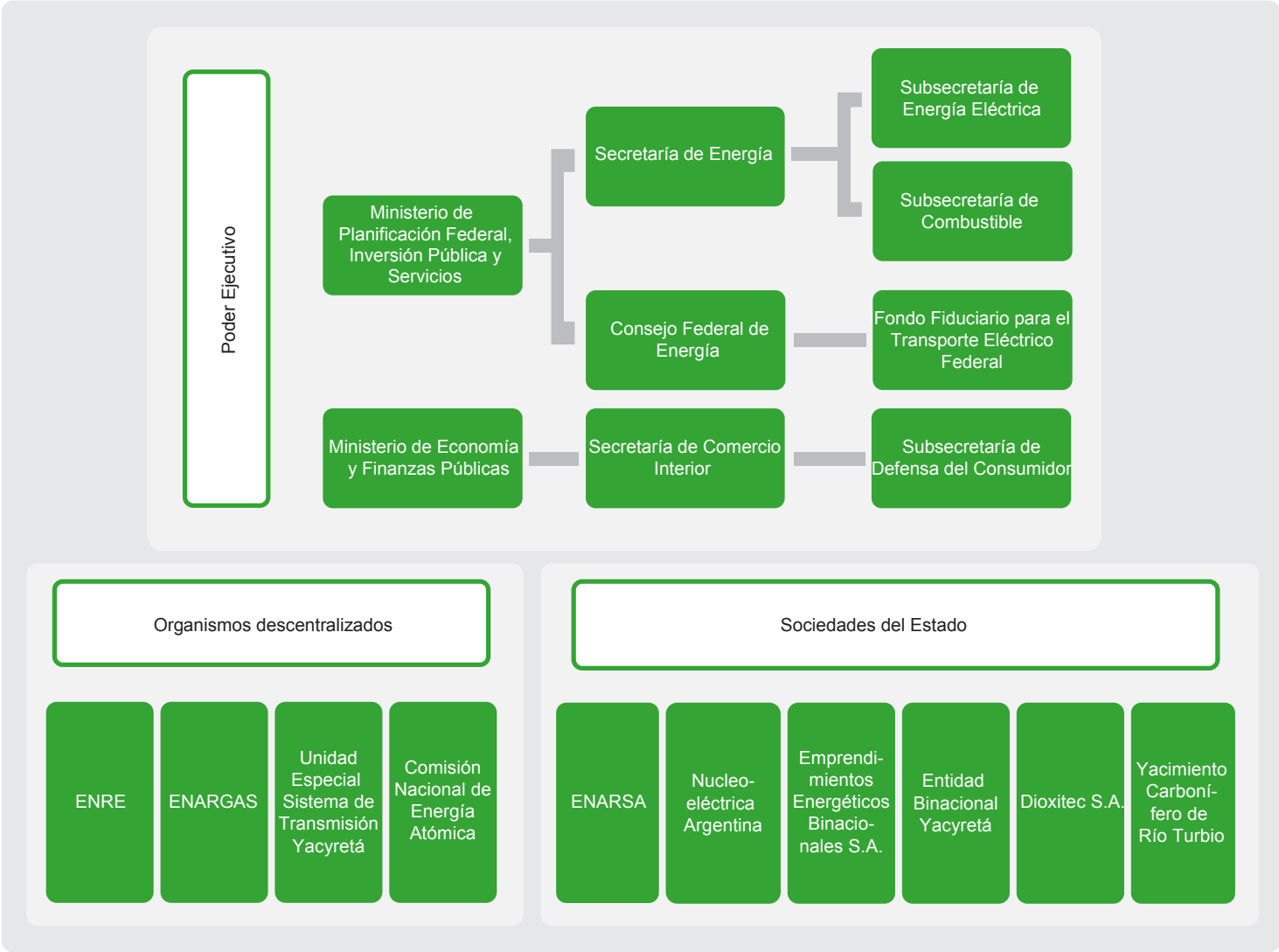
Las rendiciones de CAMMESA son globales, con un ingreso al Fondo de Estabilización de más de $32 mil millones entre diciembre 2003 y abril 2010, aplicado a compra de combustible, importación de energía eléctrica de Brasil, pagos a los agentes acreedores del mercado eléctrico (principalmente generadores y transportistas por costos de producción y potencia puesta a disposición). De este modo, al no contarse con la apertura y documentación por concepto, no es posible determinar el criterio de aplicación de los fondos destinados a sostener la demanda del sistema eléctrico, la metodología implementada o la modalidad de distribución de los subsidios.

Importación de combustibles de Venezuela con sobreprecios

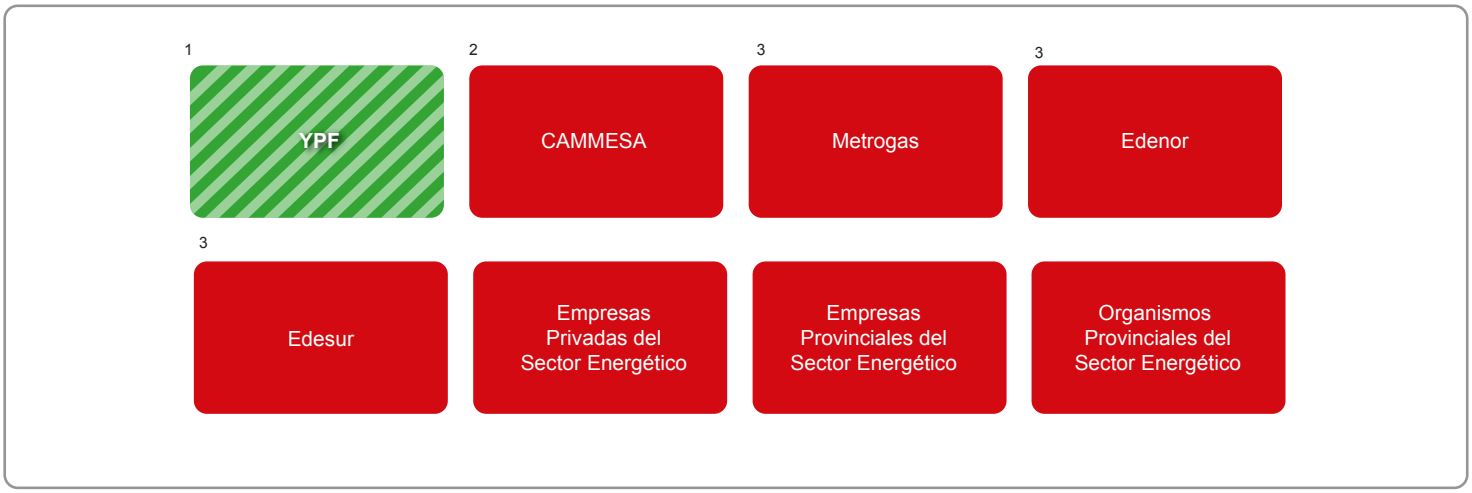
La auditoría efectuada sobre la Secretaría de Energía respecto de la gestión de subsidios para importaciones (Res. AGN 208/12) en el marco del Convenio Integral de Cooperación entre la Argentina y Venezuela, encontró que las compras de combustibles líquidos no se ajustaron a los valores de plaza, no habiendo en esas operaciones constancias de cotejo de precios en el mercado. Incluso CAMMESA, que como ente compensador realiza las compras, manifestó que no se llamó a licitación, sino que las adquisiciones se realizaron por expresa aprobación de la Secretaría de Energía, que se limitó a aceptar la oferta de la empresa estatal venezolana, PDVSA. Del cotejo de los valores por las características de las operaciones (bajo modalidad DES con entrega y recepción en bodega del buque transportador en puerto de destino) surgió un premio o sobreprecio de más US$4,69 por barril.

El informe señala que con esta operatoria se dejó de lado la oportunidad de compra generada por el superávit de fueloil en Brasil, donde podría haberse obtenido una ventaja, dada la cercanía y el consecuente menor costo de flete. Incluso se pagaron los mismos valores por compras a PDVSA con combustible traído por ese proveedor pero de Brasil. Tampoco se controló el cumplimiento de las condiciones contractuales

Bajo control de la AGN



Fuera del control de la AGN



1. El Presidente de la AGN entiende que la situación de YPF es irregular ya que, por mandato constitucional, debe ser auditada por el organismo de control estatal (ver “Petición del Presidente”, pág. 34).
2. Si bien el Estado participa en CAMMESA, no tiene una posición controlante, por lo que queda fuera de la órbita de control de la AGN.
3. Estas empresas en la actualidad están fuera del alcance, pero fueron auditadas por la AGN en el proceso adjudicatorio de concesiones, tal como requiere la ley.

sobre la calidad del producto, que para las normas locales no debe superar el máximo de 1% de contenido de azufre. En la Secretaría de Energía no figura el dato sobre el tenor de azufre de cada cargamento.

Incremento no justificado de los costos de construcción de obras

Dos estudios realizados en 2008 y 2009 por la AGN comprobaron una diferencia sustancial entre los precios del contrato de construcción de la línea de extra-alta tensión en 500 KV Choele Choel-Puerto Madryn, con respecto a los precios registrados en el tramo de la línea de extra-alta tensión en 500 KV Puerto Madryn-Pico Truncado construidos entre 2005 y 2006. Ambas obras fueron ejecutadas por la empresa Electroingeniería S.A.

En una primera actuación (Res. AGN 199/08), la AGN constató que tratándose de dos tramos de una misma obra en una geografía similar (las provincias de Río Negro, Chubut y Santa Cruz) ejecutadas con poco más de un año de diferencia, el tramo Puerto Madryn-Pico Truncado tuvo un costo superior en 40% al del tramo Choele Choel-Puerto Madryn ejecutado un año antes. Esta constatación motivó la decisión de la AGN de incluir en la planificación de 2009 la realización de una "Auditoría Específica" para estudiar en detalle las razones del incremento del costo de esa obra con relación a la primera (Res. AGN 174/09).

Esa "Auditoría Específica" se realizó en 2009 y sus conclusiones motivaron una votación en disidencia en el seno del Colegio de Auditores de la AGN. Según el voto de la minoría, expresado por el presidente Leandro Despouy y los auditores Alejandro Nieva y Horacio Pernasetti, quedó demostrado que existió efectivamente un sobreprecio en el tramo de obra Puerto Madryn-Pico Truncado con respecto al tramo Choele Choel-Puerto Madryn. Este sobreprecio de obra resultó de más del 50% expresado en dólares. Cabe aclarar que esa diferencia no pudo ser explicada por la acción de la inflación en el tiempo transcurrido entre las dos obras; ni en los mayores precios de mercado de algún componente de los costos de obra reconocidos en los pliegos licitatorios de ambas obras.

Es importante destacar que la diferencia de precio verificada entre ambas obras analizadas en la Auditoría Específica se refirió exclusivamente a los trabajos del Contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (Contrato COM). En cambio, los montos contractuales correspondientes a la compra de materiales de ambas obras, tales como cables conductores y estructuras metálicas, no reflejaron diferencias significativas en sus precios.

El voto de la mayoría del Colegio de Auditores, formada por los auditores nombrados a propuesta del Poder Ejecutivo, negó la existencia de los sobreprecios demostrados aduciendo que se debieron a "condiciones de mercado". Inexplicablemente, el dictamen de mayoría se basó en un informe de los precios de proveedores declarados por el propio adjudicatario –Elecroingeniería S.A.–, cuyo accionar era precisamente la materia auditada; es decir, la parte interesada.

El dictamen de la minoría se apoyó en el estudio del especialista Jorge Lapeña, contratado por la AGN para analizar los costos de obra de cada tramo y las causas objetivas (técnicas, económicas, legales y geográficas) que pudieran justificar diferencias entre los precios de cada uno de los tramos ejecutados con diferencia temporal de dos años. Se tuvo en cuenta, además, un trabajo de la entidad oficial contratante de las obras (el Consejo de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, CAF) que no había sido puesto a disposición por el auditado (la Secretaría de Energía); este documento correspondía al consultor de ingeniería, que había elaborado un presupuesto de obras con el "precio máximo de referencia para la licitación". Inexplicablemente, ese precio máximo fue eliminado antes de la

apertura de ofertas pero luego del cierre de la venta de pliegos a los concursantes, en un procedimiento completamente irregular, también observado por los integrantes del Colegio de Auditores que votaron por la mayoría.

El informe de la minoría disidente señaló no solo que había habido un sobreprecio, sino que la licitación había sido modificada sobre la marcha para adjudicarla al ganador sin precio máximo de referencia que pudiera permitir anteponer un techo o tope al precio de la obra a contratar. Tengamos en cuenta que ese sobreprecio se financia con fondos presupuestarios y luego se repaga con el aumento del costo de transporte de la energía, de modo que, en definitiva, está solventado por los usuarios del servicio a través del costo reflejado en sus facturas.

La práctica irregular de adjudicar las obras sin tener como tope máximo un precio determinado con anterioridad al proceso licitatorio se inaugura precisamente con la obra LEAT 500 KV Puerto Madryn-Pico Truncado, y en la Auditoría Específica se comprueba la existencia de sobreprecios no justificados a que aluden los párrafos anteriores.

A partir de ese caso, la práctica se generalizó a todas las obras que realizaría en adelante el CAF en el Plan Federal de Transmisión. El precio tope máximo de hecho ponía un límite a los posibles precios a ofertar por las empresas constructoras, ya que si la oferta ganadora superaba dicho límite se anulaba la licitación. Esa fue por otra parte la práctica usual utilizada para ampliar la red de transporte eléctrico hasta la construcción de la LEAT 500 KV Choele Choel-Puerto Madryn. Al no haber un precio máximo, todo precio ofertado es convalidado por el CAF como un "razonable precio de mercado competitivo"; lo cual es falso porque excluye, sin posibilidad de prueba en contrario, que haya un acuerdo de oferentes en detrimento del erario público. Es también importante destacar que hasta la construcción de la LEAT 500 KV Choele Choel-Puerto Madryn las ampliaciones eran afrontadas por las empresas privadas beneficiarias del proyecto según lo establecido en la normativa vigente desarrollada a partir de la Ley 24.065. A partir de la obra LEAT 500 KV Puerto Madryn-Pico Trucado, quien afronta el costo de la obra es exclusivamente el Estado nacional con fondos públicos.

Se deduce, entonces, que todas las licitaciones realizadas con posterioridad por el CAF en el Plan Federal de Transmisión pueden haber incurrido en similares sobreprecios a los comprobados en la LEAT 500 KV Puerto Madryn-Pico Truncado, pero no es posible constatarlo por la ausencia de precios de referencia.

INEFICACIA DEL PROGRAMA DE AHORRO ENERGÉTICO

Las auditorías sobre el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) revelaron ineficacia para lograr su cometido. Entre junio de 2005 y junio de 2006, incluso, se produjo el efecto inverso al deseado, con un desahorro neto para todas las categorías de usuarios comprendidas en las áreas de concesión de las distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap.

La AGN auditó en 2006 y en 2008 la ejecución del programa de ahorro energético PUREE advirtiendo los escasos o nulos resultados en materia de su objeto central, el ahorro de energía.

El plan preveía aumentos de tarifas para consumos que excedieran ciertos topes. Se sustentaba como política estratégica de mediano y largo plazo un sistema basado en premios al ahorro y aplicación de cargos adicionales para consumidores que incrementasen su demanda de acuerdo a la reglamentación dictada al efecto.

La finalidad de generar excedentes y posibilitar la disposición de mayores saldos energéticos a partir de la predisposición del usuario a restringir su consumo no fue alcanzada: a título ilustrativo, en el periodo noviembre de 2005-junio de 2006 (Res. AGN 49/07), el balance de ahorros y excesos de consumos de energía arrojó un desahorro neto para todas las categorías de usuarios comprendidas en las áreas de concesión de las distribuidoras Edenor, Edesur y Edelap.

Además, la AGN señaló que no se diseñó en ninguna circunstancia un plan alternativo de tarifa social para ir reconstruyendo los precios del mercado sin afectar a los usuarios que no pudieran afrontar el costo del servicio. A fines de 2011 y principios de 2012, se hizo público el plan que el Gobierno había preparado sobre la marcha y sin mayores aclaraciones sobre la eliminación de subsidios a determinadas tarifas.

INVERSIÓN EN HIDROCARBUROS INSUFICIENTE PARA REVERTIR LA DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La AGN advirtió en 2007 la necesidad de invertir al menos US$ 4000 millones anuales para revertir la caída productiva y evitar la dependencia de importaciones. La relación reservas/producción de gas natural, la principal fuente de energía de la Argentina, pasó de 25 años a principio de los 90, a no más de 9 años en 2005.

La escasez de energía fue advertida por la AGN. Un informe de 2007 (Res. AGN 172/07) ya señalaba la necesidad de inversiones en energía en el orden de US$4000 millones a 4500 millones por año, durante una década, situación que a ese momento estaba lejos de concretarse.

El análisis de la AGN se centró en el gas natural por ser el mayor componente de la matriz energética y posiblemente el mayor recurso disponible mediante importación desde la frontera. En efecto, el gas natural es un componente central que, al momento de publicar el informe, representaba más del 53% de la oferta de la matriz energética argentina. El estudio analizó en detalle la situación de las reservas y del balance de producción, importación y demanda del combustible.

Luego de señalar que por la naturaleza del recurso se requieren permanentes inversiones para su descubrimiento y mantenimiento o aumento de las reservas comprobadas y su posterior extracción y transporte a los centros de consumo, el informe de la AGN advirtió la declinación constante de la inversión en exploración.

De este modo, con un consumo energético global en aumento, y con un PBI creciente, se evidencia que la oferta se ha ido incrementando en forma anual, deteriorando a partir de 2001 las reservas existentes de gas natural, que a mediados de la década resultaban menos de la mitad de las existentes en el 2000.

Por otro lado, es de hacer notar que existe un comercio exterior del gas natural con exportaciones (Chile, principalmente) que a ese momento superaban las importaciones (desde Bolivia), lo que agravaba el deterioro del cociente reservas/producción.

El Gobierno Nacional no advirtió oportunamente que la disminución de la actividad exploratoria a la mitad de la que nuestro país realizaba en décadas anteriores redundaría naturalmente en una disminución de los descubrimientos de nuevos yacimientos y en la caída crónica de las reservas comprobadas de este producto no renovable.

Asimismo, se observa que el precio pagado por el gas de Bolivia (de frecuente renegociación) duplica al menos el admitido para el productor local.

El aumento de la introducción de gas de Bolivia aparecería como la solución más simple, pero exigiría la concreción de dos factores difíciles de pronosticar. En primer lugar, el aumento de la extracción en el vecino país, que tiene sus propios problemas para incrementar la producción y para eventualmente abastecer los niveles máximos de exportación (hasta 27 millones de m^3/día) previstos en el convenio bilateral. El segundo problema a abordar es la necesidad de ampliar la capacidad de gasoductos, para lo cual existía la posibilidad de acordar con el sector privado local, con las consecuentes garantías de abastecimiento que posibilitasen el retorno sobre la inversión. Es decir que efectivamente hubiera gas para transportar una vez ampliado el gasoducto y las demás redes de distribución.

El análisis de la AGN concluyó en una clara y seria advertencia sobre la necesidad de realizar nuevas inversiones en el sector energético, particularmente en lo atinente a la oferta de gas natural.

DESINCENTIVO A LA INVERSIÓN EN HIDROCARBUROS

La Secretaría de Energía ha ejercido un control tan laxo sobre la actividad de los concesionarios, que motivó un manejo cortoplacista especulativo en el sector de hidrocarburos. El canon sobre las áreas concesionadas no se actualizó durante años conforme a la ley, ni se exige su pago. En cuanto a las regalías que los concesionarios deben aportar al Estado por la producción, hay graves fallas en su control y liquidación. Finalmente, tampoco se aplican sanciones en caso de incumplimientos.

La actividad extractiva del sector hidrocarburos fue delegada en el sector privado tras las privatizaciones realizadas a principios de la década del 90. Se evidencia una declinación productiva crónica desde 1998 hasta el presente en el caso de la producción de petróleo, y desde 2004 en la producción de gas natural.

La AGN decidió focalizar su tarea en revisar la función de control y supervisión del Estado con respecto a las obligaciones de esas empresas, en particular en materia de la exploración y la extracción previstas en los respectivos contratos de concesión.

Se auditó el aporte del canon sobre las áreas concesionadas y el pago de regalías sobre la producción. Todo ello en el contexto del sistema legal y atribuciones conferidas como autoridad de aplicación de la Ley 17.319, de Hidrocarburos (arts. 2, 3 y 97), modificada por la Ley 26.197 (Ley Corta) y sus decretos reglamentarios. Recordemos que desde la reforma de la Constitución Nacional en 1994, la concesión de la explotación extractiva y la renta del subsuelo fueron reconocidas a las provincias, y se reservó al gobierno central el rol de autoridad de aplicación para el control de la actividad.

La Secretaría de Energía no actualiza el valor del canon

El canon es una suma periódica –establecida ex ante en un espacio territorial de posibles reservas de hidrocarburos, en función teóricamente del valor del petróleo crudo– que deben aportar los concesionarios cuando acceden por un cierto período de tiempo a la actividad en un área determinada y de modo exclusivo. Como ese gasto periódico solo podrá ser recuperado por el concesionario a partir de una actividad extractiva exitosa, el sentido del canon es castigar la inactividad, cumpliendo así una función de aliciente a la producción. Se pretende que el titular de la concesión –o del permiso, en su caso– asuma un riesgo y realice una inversión que podrá recuperar con creces en la medida en que explore, descubra yacimientos y extraiga los combustibles.

Ahora bien, si el valor del canon no se actualiza con el tiempo, resulta tan bajo que deja de cumplir su función de incentivo. Por eso, su ajuste está regulado por ley. Sin embargo, como detectó la AGN en 2004, la Secretaría de Energía incumple la normativa que exige actualizar el valor del canon según el aumento del precio del petróleo crudo en el mercado local. Como consecuencia, los concesionarios y permisionarios abonan un valor depreciado, lo que promueve un sistema especulativo contrario a los intereses del Estado.

Por un lado, algunos concesionarios rápidamente acapararon áreas de exploración con el solo propósito de que no lo hicieran posibles competidores, pero sin apuro por efectivizar las inversiones, dado el bajo costo del canon. Por otro lado, si se hacían descubrimientos, se postergaba la extracción y vuelco al mercado en la espera especulativa de un mayor valor por el crudo y el gas a extraer. En suma, se consagró así un sistema donde podía ser negocio extraer lo existente pero no se alentaba la nueva inversión exploratoria.

La observación partió de la realidad de un canon congelado en pesos desde 1991. Recién avanzada la década, la Secretaría –luego de formuladas las observaciones de la AGN y no de manera inmediata– decidió un ajuste del valor del canon. De más está recordar la doble evolución creciente del precio del crudo en el mercado mundial y del dólar frente al peso, con un mayor precio también fuertemente incrementado en el mercado local.

La Secretaría de Energía no exige el pago del canon

La subvaloración del canon se agrava ante la no exigencia del aporte regular de los bajos valores vigentes. En efecto, las observaciones de la AGN advirtieron la negligencia de la Secretaría de Energía, que no ejerce el poder de policía sobre el pago del canon, administra de manera deficiente las bases de datos relevadas en el organismo (desactualizadas e incompletas), no aplica sanciones en el caso de atrasos comprobados, e incluso asigna los pagos parciales de las deudas primeramente sobre el capital y no sobre los intereses devengados, de modo de no actualizar los valores de manera adecuada al tiempo transcurrido durante los atrasos.

Todo ello no hizo más que fomentar el deterioro del valor de los cánones pagados, ya de por sí insignificantes por no haber sido actualizados, y favorecer la especulación entre concesionarios que no tienen costos fijos que absorber. En 2012, de hecho, la Nación alentó a los gobiernos provinciales a cancelar concesiones de áreas por no estar debidamente explotadas o directamente sin actividad alguna.

Fallas en el sistema de liquidación de regalías sobre la producción de hidrocarburos

La AGN auditó el sistema de liquidación y control de las regalías petroleras implementado por Secretaría de Energía como autoridad de aplicación de la Ley de Hidrocarburos, y observó una situación de debilidad y laxitud de tales funciones, al punto que se advierte una importante diferencia entre las declaraciones juradas de producción de la base de datos del área de regalías y las estadísticas de producción en los años auditados.

Pero es sobre la base de datos de la Secretaría de Energía donde caben las mayores observaciones, ya que resulta incompleta en tanto no refleja ni identifica las áreas, yacimientos y empresas declarantes de las concesiones en explotación. Del cruce de otros listados analizados surgieron áreas concesionadas en producción que no presentaban declaraciones juradas, áreas que en diferentes listados aparecen como perteneciendo a distintas jurisdicciones y a distintos declarantes, yacimientos o lotes concesionados que en diferentes listados aparecen como pertenecientes a distintas áreas. Asimismo, del cotejo de diferentes fuentes

surgieron diferencias significativas en la producción informada por las áreas comprendidas en la muestra.

Las deficiencias señaladas no le permiten a la Secretaría de Energía determinar la totalidad de los sujetos obligados a presentar declaraciones juradas y ejercer un adecuado control.

No constan análisis y estudios comparativos entre las distintas variables informadas por áreas concesionadas, empresas declarantes o por periodos mensuales y anuales, que permitan evaluar la confiabilidad y razonabilidad de los datos declarados, tampoco se verifican requerimientos de información o documentación adicional, no se realizan inspecciones o controles in situ a efectos de validar los datos informados, ni se efectúan controles cruzados entre las distintas áreas de la Secretaría de Energía para justificar o corregir las inconsistencias detectadas.

En las declaraciones juradas de los responsables del pago de regalías se observaron deficiencias formales que pueden esconder falsedades, como la ausencia de sellos oficiales. También se detectó la omisión de comprobantes de pago de la regalía liquidada, y casos en los que se incluyen liquidaciones incorrectas sin verificarse acciones correctivas con relación a la modalidad y consistencia de la presentación de las declaraciones juradas. Tampoco se constataron intimaciones o acciones correctivas de parte de la Secretaría de Energía ante los incumplimientos en la presentación en tiempo y forma de las declaraciones juradas.

La Secretaría de Energía no ejerce la facultad de aplicar sanciones que le confiere la Ley de Hidrocarburos

Finalmente, se observó que la Secretaría Energía no ejerce el poder sancionatorio como Autoridad de Aplicación que le confiere la Ley 17.319, art. 87. Esta inacción de la Secretaría de Energía se verificó a lo largo del tiempo.

Como consecuencia de todo este proceso se advierte que ha habido una disminución sistemática de los valores de explotación declarados en jurisdicción nacional. El promedio alcanzó al 44% menos de producción registrado para el año 2007 con relación al 2006, tendencia que se sostuvo en 2008 y, como es de público y notorio conocimiento, también en los años siguientes.

ASIMETRÍAS EN EL CONSUMO DE GAS

Los usuarios de escasos recursos o aquellos ubicados en zonas aisladas de los centros de distribución son consumidores cautivos de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en garrafa, lo cual los coloca en desventaja ante los consumidores de gas natural. Un informe de 2008 señaló una diferencia de precios entre unos y otros de 577%.

El objetivo esencial de la Ley 26.020, de la Industria y Comercialización de Gas Licuado de Petróleo es asegurar el suministro regular y económico del gas, aspecto que fue advertido por la AGN en un informe de 2004 (Res. AGN 100/04). La Ley brindó un marco específico al GLP, no contemplado por el anterior régimen (Ley 24.076) y exigido por usuarios de escasos recursos en zonas aisladas de los centros de distribución de gas natural (varias provincias patagónicas, algunas zonas de la provincia de Buenos Aires y las provincias del nordeste).

Es de destacar que, a igualdad de calorías consumidas, el GLP envasado es uno de los recursos energéticos más caros.

Un segundo informe de 2008 (Res. AGN 21/08) demostró que las asimetrías entre los usuarios cautivos de GLP y los consumidores de gas natural se ubicaban en el orden del 577%. En efecto, el consumo promedio de 45 kilos de GLP

en un bimestre tenía un costo de $106, mientras que el equivalente en metros cúbicos de gas natural costaba aproximadamente $18,40.

En ese informe se constató que muchos aspectos relevantes de la Ley no habían sido reglamentados (como el régimen sancionatorio y el sistema de acceso abierto para la actividad de almacenaje), y que la Secretaría de Energía no había alcanzado las metas propuestas en el Plan de Gestión de 2005.

Dentro del sistema de GLP, quedaban pendientes la implementación de mecanismos de transferencia transparente del producto entre sus distintas etapas, acordar con las autoridades nacionales y provinciales de Defensa del Consumidor políticas de contralor para el seguimiento de los precios de referencia, la creación y administración de un registro de envases de GLP y garantizar el funcionamiento de centros de atención de reclamos de consumidores.

AUDITORÍAS SOBRE EMPRESAS PÚBLICAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

La AGN realizó un conjunto de auditorías en empresas estatales y mixtas del sector energético. Así, auditó la gestión de la empresa estatal ENARSA (2010 y 2012) y los estados contables de la Entidad Binacional Yacyretá y de Nucleoeléctrica Argentina S.A. entre 2003 y 2011.

También la mayor empresa de energía en la Argentina, YPF, debería ser auditada por la AGN desde que el Estado volvió a tener una participación controlante en 2012, pero ha sido expresamente excluida de su órbita de control (ver recuadro).

A continuación, una síntesis de los principales hallazgos de las auditorías realizadas en esas empresas del sector.

ENARSA

Energía Argentina S.A. es una empresa estatal constituida en 2004 bajo el régimen de sociedades anónimas, creada por la Ley 25.943 para producir, explorar, comercializar y realizar actividades diversas en el sector energético y de combustibles.

Sin embargo, ENARSA no ha emprendido hasta el presente ninguna tarea de producción o exploración de manera directa, habiéndose concentrado en cambio en la comercialización de combustibles y en la contratación de terceros para la construcción de infraestructura de producción energética (centrales eléctricas, gasoductos, energía no convencional) y para la importación de combustibles. El gas natural de Bolivia se importa a través de ENARSA, a la cual el país vecino le transfirió anteriores contratos con firmas locales, como YPF y Petrobras. En 2004, el convenio fijó un precio base de importación de 5 dólares por BTU (Unidad Térmica Británica) que se ajusta por fórmulas polinómicas con el precio de los combustibles líquidos en el mercado mundial. El contrato prevé adquirir un volumen de hasta 27 millones de m^3/día, aunque actualmente se importa bastante menos, unos 14 millones.

ENARSA firmó además diversos contratos para la instalación de pequeñas centrales termoeléctricas en localidades del interior. El Poder Ejecutivo suele adjudicarle nuevas tareas, como importación de gasoil o fueloil conforme a las necesidades de abastecimiento del mercado interno.

En una primera auditoría de gestión de ENARSA, la AGN advirtió que la empresa no sigue estrictamente el marco de la Ley 25.943 para moverse con autonomía. Muchas decisiones se toman por fuera del directorio y no son incorporadas en actas, convalidando eventualmente acciones contractuales adoptadas ex post. Se observa además que los integrantes del comité de auditoría interna no tienen la necesaria independencia.

Durante la auditoría no fue posible encontrar manuales de procedimientos ni montaje del sistema de control interno, y los reglamentos de operaciones se aprobaron recién en 2008. El dictamen concluye que la ausencia de documentación "impide optimizar la confiabilidad de las operaciones o actividades que se realizan en la organización".

Otras irregularidades tienen que ver con la demora en la celebración del contrato con YPF para el desarrollo de un banco de datos, y la opacidad dentro de la empresa respecto de la posible operación para tomar el control de Transener mediante la compra de acciones de Citelec S.A. sin intervención de la Comisión Fiscalizadora.

El informe de gestión de 2012 (Res. AGN 161/12) demuestra que ENARSA es un agente importador que paga sobreprecios. La empresa exhibe serios problemas de gestión y dista mucho de ser la herramienta estratégica que pretendía ser, más bien se convirtió en una empresa testigo después de la privatización de YPF, que optó por contratar a terceros para la realización de sus actividades.

Con relación a la gestión de ENARSA, se observó que no realiza un adecuado control y seguimiento de la operatoria del Programa de Energía Total (PET), y en su plan de cuentas no separa el PET del conjunto. No existe tampoco normativa para la operación de los planes de la compañía.

ENARSA no cumple con los procedimientos previos a la firma de los contratos que garanticen la correcta adjudicación a los proveedores, a pesar de que deberían preverse licitaciones o concursos privados –totalmente ausentes– puesto que solo en casos excepcionales y justificados podría aceptarse la compra en operaciones al contado (o "spot") y siempre a precios del mercado internacional.

Se encontraron diferencias sin conciliar –de varios cientos de millones– con los depósitos informados por el Tesoro Nacional para el pago de gasoil importado; a su vez, la información suministrada por las planillas de ENARSA presenta una seria insuficiencia respaldatoria.

Los precios de gasoil verificados en la documentación suministrada por ENARSA incluyen, durante el período auditado, un valor de premio que excede los valores razonables de flete y seguro argüidos.

En las importaciones de 2008 se facturó un premio promedio ponderado de US$79,93/m^3, cuando el promedio ponderado del mercado era de US$47,47/m^3, es decir, un 68,38% promedio en exceso. En 2009, el exceso en la muestra tomada alcanzó el 199,92% con un promedio facturado US$ 74,20/m^3 versus el promedio de mercado US$ 24,74/m^3. En 2010, el exceso fue de 98% (promedio facturado, US$64,85/m^3; media del mercado: US$32,75/m^3).

En el informe de gestión PET 2009 no se hace ninguna referencia a los montos transferidos del Fondo Fiduciario creado para la importación de gas (fiduciante y beneficiaria: ENARSA), si bien ascendió a $711 millones.

ENARSA celebró contratos de compra de Gas Natural Licuado (GNL) en los que no se establece un precio o fórmula con la identificación del marcador de referencia (indicador de precio internacional), ni la cuantificación de otros costos relacionados, necesarios para cada entrega. El relevamiento muestra que los precios de los cargamentos de gas licuado aumentaron progresivamente (desde US$14 a US$17/MMTBU), a pesar de que el marcador de referencia más utilizado internacionalmente (HH, por Henry Hub) se mantuvo estable e incluso disminuyó para alguno de los períodos involucrados (de US$11,26 a US$8,25).

Por otra parte, se observó que ENARSA no controla ni supervisa las operaciones de importación y regasificación. Además, cobra 1,5% en concepto de honorarios por la gestión

del PET, y sin embargo subcontrata y reconoce comisiones de 0,5% por gestión con terceros por la compraventa de combustibles líquidos de petróleo y GNL.

ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ

La Entidad Binacional Yacyretá (EBY), a cargo de la explotación de la represa hidroeléctrica, así como de las sucesivas etapas de la construcción, ampliación y obras conexas, es auditada en sus aspectos financieros por la AGN en virtud de un acuerdo con la entidad. La auditoría de estados contables la realiza la AGN por la Argentina, en conjunto con una firma auditora de Paraguay.

Desde el punto de vista profesional, la auditoría exige una abstención de opinión en virtud del desacuerdo entre las partes con respecto al monto de deuda por el financiamiento de la Argentina, a la vez que la tarifa de la energía cuya venta es la fuente de ingresos de la entidad no responde al esquema teórico previsto en el acuerdo binacional, que suponía el recupero de todos los costos del servicio de electricidad.

En efecto, en todos los ejercicios de la década bajo análisis, el dictamen de la AGN tuvo permanente abstención de opinión en función de la incertidumbre acerca del valor de los activos y su recupero, y del pago de las obligaciones con la Argentina en función de las dudas no despejadas a pesar de la propuesta de viabilidad económica presentada por la entidad y no aprobada por el gobierno paraguayo. Se trata de definiciones pendientes sobre las tarifas, la deuda de la entidad con el gobierno argentino, la compensación por el territorio inundado y la integración del capital. Asimismo existe incertidumbre sobre un reclamo sujeto a proceso arbitral con la anterior contratista, ERIDAY-UTE.

La entidad elevó la cota del embalse de 76 a 83 metros sobre el nivel del mar, por lo que en febrero de 2011Yacyretá alcanzó su cota máxima y elevó su potencia instalada a 2842MW. Los trabajos comprendieron cuatro fases: expropiaciones, obras, relocalizaciones y medio ambiente; las dos primeras están terminadas; las dos últimas, en ejecución. Este plan en particular exige una financiación de US$1548,4 millones.

El EBY amortizó ya todos sus préstamos con el Banco Mundial y tres con el BID, con el que queda vigente otro, de 2005, por US$130 millones, de los que al 31 de diciembre de 2010 estaban pendientes de amortización US$65,7 millones. Por otro lado, la deuda con el gobierno argentino se estimó en US$14.459 millones a fines de 2010, con Paraguay/ANDE en US$138,8 millones, y hay una provisión de US$340 millones por compensaciones (a ambos países) por territorio inundado.

El informe de "control interno" anexo al balance 2010 contiene observaciones que comprenden el conjunto de la organización y los relevamientos efectuados en la "margen derecha" (Paraguay) y la "izquierda" (Argentina). Las recomendaciones más significativas comunes a ambas márgenes y que reiteran en los distintos ejercicios se refieren a la necesidad de:

- regularizar la imputación de los aportes del gobierno argentino para concluir inversiones (que se computan como disminución del crédito por ventas, lo que no se compadece con las normas impartidas para el aporte de fondos),

- actualizar los valores del plan de inversión y determinar con precisión el monto de las obras que se espera completar,

- formalizar la documental de créditos por ventas (en este caso, en 2009), la actualización de los créditos por inversiones en obras a deducir de las deudas por compensaciones por el territorio,

• acordar la cuestión tarifaria (que debería cubrir los costos de la obra según contrato, pero que es menor según el precio del mercado mayorista argentino). Sobre esa base deberá ajustarse el valor del capital del EBY.

Otras observaciones comunes se refieren a la necesidad de adecuar el organigrama de planta y la normativa sobre personal y cumplir con el acuerdo para el nombramiento con alternancia por país de la Dirección Ejecutiva de la organización.

En las observaciones localizadas para ambas márgenes (izquierda y derecha) se encuentran diversas cuestiones de organización contable, necesidad de adecuar la documentación de respaldo, falencias de la normativa de compras y contrataciones directas, ausencia de justificación de ciertos gastos sociales realizados en Paraguay; se requiere introducir planes de contingencias en el área informática, de seguridad y planeamiento de sistemas, entre otras.

En el pasivo del balance 2011 –último auditado con dictamen aprobado– se registran deudas por US$18.400 millones, de los que US$17.000 millones se le deben a la República Argentina.

El activo se compone de US$8000 millones en bienes de uso (propiedades, equipos), otros US$22000 millones de disponibilidades y créditos y US$8300 millones de cargos diferidos, es decir, gastos a recuperar en el futuro. Precisamente lo improbable de este recupero es lo que –como ya hemos dicho– motiva la abstención de opinión, ya que la rentabilidad futura de la EBY para la cancelación de aquel nivel de pasivos depende de un aumento de tarifas muy difícil de lograr. Por lo pronto, la Argentina se comprometió a no devengar intereses sobre la deuda de Yacyretá con el Tesoro argentino para no comprometer más la situación financiera de la Entidad.

En el balance se ha previsionado la compensación al Paraguay por el territorio inundado, cuya efectivización depende de un nuevo acuerdo bilateral acerca de las compensaciones mutuas, en particular de la restitución (o no) al gobierno argentino de los recursos aportados para su financiación.

La Central alcanzó en 2011 la cota máxima de 83 metros, llegando así a la potencia instalada de 2700 Megavatios, a lo que cabe agregar que la generación media es de 19.500 Gigavatios/hora con sus 20 turbinas, contando con dos vertederos: uno sobre el brazo principal del Paraná y otro sobre el brazo "Aña-Cuá".

La entidad está abocada ahora a concluir el plan de terminación, ya alcanzada la cota máxima, relacionado con obras accesorias: mitigación de efectos ambientales, relocalización en nuevas viviendas de familias, obras de infraestructura, accesos viales, etc. A ese fin se han destinado recursos propios, del Estado argentino y de organismos internacionales (BID y CAF) para su financiación. Las inversiones en el citado plan al 31/12/11 eran de US$1921 millones.

Por otra parte, se lleva adelante un programa de rehabilitación del parque generador, puesto que las turbinas se han dañado al operar por debajo del rango previsto (antes de completar la cota máxima). Las turbinas serán reparadas en un programa de US$100 millones hasta 2016. En el brazo principal sobre el río Paraná se prevé la ampliación del parque de generación con la incorporación de tres nuevas turbinas (21, 22 y 23) hasta fines de 2015 aumentando la potencia operable en hasta un 10%. En el otro brazo (Aña-Cuá), usado solamente como vertedero, se prevé la instalación de una central con nuevas turbinas que aumenten en 273MW la potencia instalada, con una inversión de US$590 millones.

Respecto del arbitraje por el conflicto con el contratista original –la empresa ERIDAY-UTE–, que motivó un reclamo de

pago de US$206 millones más otros dos no valorizados y que en conjunto con su actualización rondarían los US$800 millones, cabe señalar que ha sufrido sucesivas postergaciones por diversos cambios en la terna arbitral que compone el Tribunal. A este momento, las partes han acordado nuevos árbitros de parte, pero resta la designación del tercero independiente, luego de la renuncia del anterior presidente del Tribunal, el ciudadano español don González Trevijano.

NUCLEOELÉCTRICA ARGENTINA (NASA)

La empresa tiene por objeto principal la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque mediante la utilización de las centrales nucleares de Atucha I y Embalse Río Tercero. También tiene a su cargo la finalización de las obras y puesta en marcha del Proyecto Central Nuclear Atucha II, y la construcción y puesta en marcha de otras centrales nucleares. Nucleoeléctrica Argentina (NASA) también está habilitada para prestar servicios y asistencia técnica a terceros tanto en el país como en el extranjero, en todo lo relacionado con su objeto principal.

A este momento se encuentra abocada a finalizar los trabajos de la nueva planta nuclear de Atucha II, y a las tareas de "extensión de la vida útil de la central nuclear de Embalse", así como a los planes para hacer otro tanto respecto de Atucha I.

Sus balances presentan dictamen con opinión favorable, con salvedades relacionadas con la evolución de los trabajos antes enunciados y, en su caso, el cumplimiento de exigencias internacionales de seguridad.

Queda pendiente la finalización del proyecto de la central Atucha II, todavía en etapa de pruebas, lo cual depende de que el Estado nacional y otras fuentes completen su financiamiento, previéndose nuevos fondos mediante oferta pública de valores fiduciarios garantizados con el cobro futuro de ventas de energía.

También cabe esperar el resultado del proyecto de extensión de la vida útil de la central nuclear Embalse en la provincia de Córdoba, ya que la fijada en el convenio de construcción vence en 2013 y esa extensión depende de concretar su financiamiento y obtener las autorizaciones específicas.

Desde el punto de vista contable se presentan salvedades relacionadas con el cumplimiento de proyecciones futuras del flujo de fondos trazadas en función de ciertas hipótesis de tarifas, intereses y costos, entre otras variables.

NASA tiene valuada la central Atucha I en solo $34,7 millones, porque ya está casi completamente amortizada, aunque activa otros $350 millones de obras efectuadas hasta el fin de su vida útil (entre 2015 y 2017), los que deberían ser amortizados en esos años. La central Embalse, en cambio, tiene un valor neto (en balance) de $90,2 millones, pero se activan además $1105 millones de obras de extensión de vida, proyecto que, como decimos, ya está en marcha. En cuanto a la nueva planta de Atucha II, se activa la inversión total efectuada por $12.300 millones al 31/12/11, que no es todavía el costo final de esta central de 860MW porque se siguen haciendo inversiones para su finalización.

De las Cartas de Control Interno de los años más recientes destacamos como observaciones una cuestión controvertida con su controlada Dioxitek S.A. (productora de uranio): en el marco de un acuerdo de cooperación técnica con la Comisión Nacional de Energía Atómica, la empresa anticipó la suma de $6.000.000, y al momento del último informe no se había cumplido lo establecido contractualmente, y hubo denuncias (ajenas a NASA) sobre el destino del dinero anticipado.

Otras observaciones se refieren a cuestiones de técnica contable y a los sistemas de soporte informático.

Presidencia
AGN
Auditoría General de la Nación

YPF

:: Petición del Presidente de la Auditoría General de la Nación

YPF DEBE SER AUDITADA POR LA AGN

La reestatización de YPF se implementó mediante la Ley 26.741, que en su artículo 1º "declara de interés público y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social…". Para alcanzar esos objetivos, en su artículo 7 la Ley declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF, hasta entonces en manos de Repsol. Inexplicablemente, el artículo 15 excluyó del control de la nueva empresa de mayoría estatal a la Auditoría General de la Nación.

El proyecto de Ley fue rápidamente aprobado sin modificación alguna, pese a la insistencia de muchos sectores de la oposición, que alentaron cambios sustantivos dirigidos precisamente al logro de los objetivos que se proclamaban, pero que el proyecto oficial ponía seriamente en riesgo. La Ley finalmente sancionada dispone excluir a YPF del control externo de la AGN, al establecer que la nueva empresa continuará operando como una sociedad anónima abierta, a la que no le serán aplicables "legislación o normativa administrativa alguna que reglamente la administración, gestión y control de las empresas o entidades en que el Estado Nacional o los estados provinciales tengan participación".

Si el propósito de la nueva Ley es restituir al Estado el control de los recursos naturales estratégicos, la recuperación de la soberanía energética exige también ejercer una soberanía del control para resguardar el interés nacional. De tal manera, YPF resulta un caso excepcional en América Latina, ya que las principales empresas petroleras de la región con participación estatal mayoritaria o controlante –Petrobras, PDVSA, Pemex, Ecopetrol y Petroecuador– cotizan en Bolsa y son auditadas por sus respectivos órganos de control público.

Paradójicamente, tanto la exposición de motivos del decreto de intervención a YPF como la Ley de expropiación contienen elementos de juicio que justifican una activa presencia de la AGN en el control del accionar de YPF. Se da por sentado que hay grandes problemas estructurales en el sector energético argentino y como conclusión de este conjunto de argumentos el propio Poder Ejecutivo postula que *"para seguir avanzando por este camino, resulta central que el Estado tenga la capacidad y la potestad de controlar efectivamente la actividad del sector"*.

Si bien una amplia mayoría parlamentaria acompañó la recuperación de YPF al patrimonio nacional mediante la expropiación del 51% de su capital accionario, que estaba en poder de Repsol, se soslayaron algunas cuestiones claves y trascendentes al calor del entusiasmo por dejar atrás la deserción estatal de los años 90. Concretamente nos referimos a la ausencia de todo rastro de control público en la nueva empresa con mayoría estatal y en particular a la renuencia del gobierno nacional a consentir el control externo de la AGN.

Sorprendentemente, el texto legal sancionado para expropiar YPF no difiere en nada del artículo 6 de la Ley 24.145, sancionada en 1992 para privatizarla. ¿Por qué subsiste un criterio de deliberado descontrol en una empresa que pretende devolver a lo público lo que el proceso de privatiza-

ciones le había arrancado? ¿Cómo puede ser que el Estado, luego de más de una década de haber dejado la suerte del sector energético librada a la voluntad de empresas privadas, perdiendo ventajas que llevó años conseguir, ahora pretenda desempeñar un rol protagónico amputando las facultades del órgano de control público?

Más aún: ¿cuál es la razón para negar la competencia de la AGN cuando se trata de fiscalizar a la más grande de nuestras empresas de energía? ¿Puede ser que el Gobierno Nacional confíe más en una corporación extranjera que en su órgano de control constitucional? ¿Es que acaso cualquiera de las consultoras del mundo que habrá de contratar YPF para auditar sus estados contables es más honrable que la AGN, que siempre ha defendido el interés nacional? Recordemos la responsabilidad de algunas de estas empresas, aun las que integran el grupo de las *Big Five*, en los gigantescos fraudes contables sobre los fondos de pensión en los Estados Unidos que sacudieron la catedral financiera del mundo entre 2000 y 2003 por haber actuado al mismo tiempo como auditoras y como asesoras de esas mismas corporaciones.

Una situación casi idéntica a la de YPF se produjo en 2007 cuando el Gobierno Nacional decidió expropiar las acciones de Aerolíneas Argentinas y Austral. En su primera presentación ante el Congreso, la empresa expuso ante los diputados que su patrimonio neto era positivo. Quince días más tarde, cuando los representantes de Marsans se presentaron en el Senado reconocieron que su patrimonio era negativo, lo que significaba en realidad un ajuste patrimonial de 150 millones de pesos. Esta disparidad encuentra su explicación en el hecho de que en aquel breve lapso de tiempo la empresa tuvo conocimiento de que, a pedido de la oposición, habría de ser auditada por la AGN, hecho que efectivamente aconteció meses más tarde y que arrojó como resultado un patrimonio neto negativo de casi 3000 millones de pesos.

¿Por qué, luego de una experiencia tan positiva de la intervención de un órgano de control como fue la de Aerolíneas Argentinas, se tomó el camino opuesto con YPF? ¿El monto de dinero que finalmente habrá de pagarse por la indemnización a Repsol es efectivamente el que el país debería pagar si la AGN hubiese intervenido en su determinación? ¿Qué ocultan los acuerdos con cláusulas secretas que realizó YPF en 2013 con Chevron?

Mientras se aparte de la defensa del interés nacional al organismo que la Constitución ha previsto precisamente para su tutela, no existirán en nuestro país garantías de control público.

Dr. Leandro Despouy

4 INFORMES DE AUDITORÍA DESTACADOS EN EL SECTOR 2002-2013

Este es un listado de las auditorías más relevantes de la década en el sector energético.

Informe AGN 15/03
Estudio especial sobre la adquisición del edificio de la Sede Asunción, en el ámbito de la Entidad Binacional Yacyretá.

Informe AGN 100/04
Alcances y Controles de la regulación del servicio de Gas Licuado de Petróleo (GLP) aplicados por la Secretaría de Energía (SE) y por la Subsecretaría de Defensa de la Competencia y Defensa del Consumidor (SSDCyDC). El período auditado comprende el año 2002.

Informe AGN 23/05
Informe Especial: Relevamiento de la actividad fiduciaria del Sector Público Nacional en el ámbito de la Jefatura de Gabinete de Ministros (incluye el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal).

Informe AGN 208/05
Auditoría de gestión referida a Compras y Contrataciones del Lado Argentino, ejercicio 2003 y 2004, en el ámbito de la Entidad Binacional Yacyretá.

Informe AGN 49/07
Verificación de los controles ejercidos por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) respecto de la calidad del Servicio Comercial en el segmento Distribución y el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE). El período auditado comprende desde mayo 2004 hasta diciembre de 2005.

Informe AGN 172/07
Estudio especial de la gestión del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) en el mercado del gas natural, la relación producción/reservas, la oferta y la demanda, y la capacidad de transporte y distribución. Identifica la población servida discriminada geográficamente y la evolución de las tarifas por tipo de usuario en el país. Finalmente, determina la incidencia del gas natural como variable en el sistema de generación eléctrica y su relación respecto del resto de los componentes que conforman la matriz energética. El período examinado comprende desde el año 1993 hasta el año 2006.

Informe AGN 21/08
Gestión de la Secretaría de Energía (SE) en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley 26.020, que reglamenta la industria y comercialización del gas licuado, en lo relativo a: a) ejercicio del poder reglamentario; b) implementación de lo establecido en la Ley, respecto de los Sujetos del Sistema; c) tareas de fiscalización y control; d) recaudación de la tasa de fiscalización y control creada por el art. 39 de la Ley. El período auditado abarca desde abril de 2005 hasta abril de 2006 (determinado desde el mes de promulgación parcial de la Ley 26.020).

Informe AGN 199/08
Gestión del Programa de Políticas Energéticas, a través de la formulación y ejecución presupuestaria. La Secretaría de Energía es un organismo dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con dos ejes de acción: la energía eléctrica y los hidrocarburos. Se analizó la gestión de la Secretaría respecto de la política energética eléctrica durante los ejercicios 2004 y 2005.

Informe AGN 41/09
Gestión de Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El período auditado abarca desde el año 2004 hasta el 31 de mayo de 2007.

Informe AGN 210/10
Informe de gestión sobre ENARSA desde abril de 2006 hasta marzo de 2008.

Informe AGN 14/11
Informe sobre Controles con Sugerencias para Mejorar los Procedimientos Contables y el Sistema de Control Interno, referido a los estados contables del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009, en el ámbito de la Entidad Binacional Yacyretá.

Informe AGN 161/12
Gestión de Energía Argentina S.A. (ENARSA), con el objeto de verificar los planes operativos que forman parte del Programa de Energía Total, en su función técnica, operativa y logística, como Unidad de Gestión Técnica Operativa. El período auditado abarca desde el 1° de enero de 2008 hasta el 30 de abril de 2010.

Informe AGN 208/12
Gestión de Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MINPLAN) con el objeto de evaluar los montos transferidos en carácter de subsidios y aportes no reintegrables destinados al Fondo de Estabilización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), al sostenimiento de la tarifa de gas y a la importación de combustibles líquidos, de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP). El período auditado abarca desde el 1º de enero de 2009 hasta el 31 de marzo de 2010.

Informe AGN 214/12
Estados Financieros por el período semestral al 30 de junio de 2011 del Préstamo entre la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la República Argentina referido al Programa de Obras Viales de Integración entre Argentina y Paraguay (Préstamo CAF4724), de la Entidad Binacional Yacyretá.

Informe AGN 215/12
Préstamo entre la Corporación Andina de Fomento (CAF) y la República Argentina referido al Programa de Obras Viales de Integración entre Argentina y Paraguay (Préstamo CAF 4724), en el ámbito de la Entidad Binacional Yacyretá.

Informe AGN 236/12
Controles internos y contables referidos a los Estados Contables por el ejercicio finalizado el 13 de diciembre de 2011 correspondiente a Nucleoeléctrica Argentina S.A.

Informe AGN 241/12
Cumplimiento por la Secretaría de Energía del Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus derivados, en el ámbito de la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Informe AGN 11/13
Estados Contables por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 del Fideicomiso Plan de Terminación de Yacyretá-BICE.

Informe AGN 20/13
Controles con Sugerencias para Mejorar los Procedimientos Contables y el Sistema de Control Interno, referido a los estados contables de la Entidad Binacional Yacyretá en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011.

Informe AGN 52/13
Estados Contables por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 de Nucleoeléctrica Argentina.

Informe AGN 113/13
Certificación de pagos a la República del Paraguay como Compensación por Cesión de Energía emitida conjuntamente con los auditores de la margen derecha y la Certificación de los Desembolsos del Gobierno Argentino a la Entidad Binacional Yacyretá y los Pagos de la República del Paraguay referidos a las Compensaciones por Cesión de Energía de la Entidad Binacional Yacyretá.

Presidencia
AGN
Auditoría General de la Nación

Presidencia Auditoría General de la Nación
Hipólito Yrigoyen 1236 - 1er piso
(C1086AAV) Ciudad de Buenos Aires
Argentina
(5411) 4124-3700
presidencia@agn.gov.ar
www.agn.gov.ar