Crisis del "modelo energético" neoliberal

HACIA UN MODELO DE ENERGÍA SOCIAL

DOCUMENTO DE DEBATE

Proyecto “Formación de trabajadores y trabajadoras en temas sindicales
y de derecho laboral”

DGB Bildungswerk - CEFS - FeTIA/CTA

FeTIA/CEFS - Carlos Calvo 2717- C1230AAR
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
www.cefs.org /www.fetia.org.ar

DOCUMENTO DE DEBATE

Enero 2014

Director CEFS: Eduardo Adrián Menajovsky
Producción Editorial: Norma Díaz
Diseño y Diagramación: Doblespacio
Impresión: Imprimac

Crisis del “modelo energético” neoliberal

HACIA UN MODELO DE ENERGÍA SOCIAL

Indice

3 PRÓLOGO

5 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOCIAL EN EL MODELO NACIONAL Y POPULAR
Marcelo Estévez

8 CENTRAL HIDROELÉCTRICA YACYRETÁ
José Correa

12 PLAN DE REACTIVACIÓN DE LA ACTIVIDAD NUCLEAR ARGENTINA
Gustavo Sklar

15 APUNTES EN TORNO DE LA "CRISIS DEL MODELO ENERGÉTICO" NEOLIBERAL
Mariano Barrera

PRÓLOGO

Los materiales que presentamos en esta publicación son parte de las intervenciones realizadas en el Encuentro del sector de la Energía integrante de la FeTIA, del 23 de septiembre del año pasado. Convocado bajo el lema: “Integración para la Soberanía Energética. El Rol de los Trabajadores”, el encuentro contó con la amplia participación de dirigentes y activistas de todo el país y de diversos sectores de la producción energética. En aquélla reunión, nuestro compañero Pedro Wasiejko consideró que “es fundamental discutir la política energética que tiene que tener el país desde la visión de los trabajadores”, agregando que “en este momento es un punto clave, porque se lleva 15 mil millones de dólares del saldo de divisas y ése es un eje primordial desde el que tenemos que medir el resultado de la política energética de nuestro país”.

Las consecuencias de la privatización del sistema energético argentino luego del proceso de desregulación y privatización que se llevó adelante en la década del 90, cuando se eliminó además el carácter regulador del Estado y se dejó la planificación al mercado, están a la vista. A veinte años de las reformas, podemos asegurar, junto a Mariano Barrera, que estamos padeciendo la crisis del modelo energético neoliberal.

El modelo estaba basado en la rentabilidad, las reformas implementadas entonces segmentaron el mercado ampliado de la energía, esto es, desarticularon la exploración y extracción del transporte, refinación y comercialización de los hidrocarburos; la generación de energía eléctrica el transporte y la distribución de electricidad, que estaban concentrados en compañías de carácter estatal, y que fueron transferidas al capital privado para que las operaran.

Ya en el 2003 se pudieron medir las consecuencias negativas de la aplicación del modelo liberal en los servicios públicos, y a partir del 2004 se intenta recuperar el rol del Estado en la implementación de otro modelo energético, pero a pesar de que se ha avanzado, (tal vez lo más importante es la Ley de Expropiación del 51% del capital de YPF SA y la firma del decreto que permitió reinstalar la regulación pública en el sector hidrocarburífero, ambas medidas tomadas por el gobierno de Cris-

tina, es mucho lo que falta, si aspiramos a tener un sistema energético federalmente incluyente que acompañe un proceso de reindustrialización y modernización económica.

Presentamos esta publicación que -como venimos haciendo desde hace dos años con esta Colección de Documentos- intenta ser una contribución al debate, al mismo tiempo que promoverla en el interior del movimiento sindical. Consideramos que estos son aportes importantes que nutren una reflexión sobre el desarrollo del sector y abren la posibilidad de nuevas consideraciones y propuestas con las urgencias que demanda la realidad cotidiana.

Estamos convencidos que el debate, y como consecuencia, la generación de propuestas sobre el curso de acción de lo productivo es una de las responsabilidades principales de la acción sindical, indispensable para no sólo la defensa del empleo y específicamente los puestos de trabajo, si no también para su ampliación, crecimiento y que ésta, la acción sindical, sea parte de una estrategia de consolidar políticas de crecimiento y desarrollo.

El sindicato, los dirigentes y activistas sindicales, deben comprometerse con esta acción ya que resulta imprescindible para estar en condiciones de aportar y presionar sobre las políticas públicas que las hacen posible. El sindicato no sólo pelea por el valor del salario, pelea por el empleo y el desarrollo de su sector íntimamente comprometido con el proceso político económico de su país. Opinamos, proponemos, también reclamamos nuestro lugar en las discusiones del curso futuro de nuestro sector y de nuestro país.

Eduardo Menajovsky
Presidente de la Fundación CEFS
Secretario de Relaciones Internacionales
de la FeTIA

INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOCIAL EN EL MODELO NACIONAL Y POPULAR

Grado de avance en el motor del desarrollo energético nacional y participación de los trabajadores.

Por Marcelo Estévez *

Ante todo quiero agradecer a los compañeros trabajadores del sector Energía/FeTIA la convocatoria a participar en la publicación y aprovechar la oportunidad para expresar que es un honor para mí participar en este, nuestro espacio de reflexión, con el fin de consolidar nuestra organización.

Me permito afirmar que con esta publicación hacemos efectivo el objeto de nuestra Federación que es la unificación de voluntades detrás de los valores que consiste en representar a todos los trabajadores que desarrollen las actividades comprendidas dentro de la FeTIA, ante la CTA. Central que se reconoce como verdadera y legítima representante de la clase trabajadora del país, y con la cual se compromete a trabajar mancomunadamente para defender los intereses individuales y colectivos de todos los trabajadores para propender a mejorar la situación económica, social y cultural de los mismos en el sector de la Energía.

Expresado el sentir, compañeros, es importante a modo de introducción que interpretemos dos puntos importantes a mi modesto entender: “las características particulares del sector energético nacional antes del año 2003” y “el desafío en el sector energético”.

*Miembro de la Mesa Nacional de la CTA

Sector Energético Nacional antes del año 2003

El mismo se caracterizaba por tener una capacidad de transporte, de distribución de electricidad y de gas natural al límite, regiones eléctricas desvinculadas y millones de ciudadanos sin acceso a la red eléctrica y al gas natural por redes.

Muchos de nuestros compañeros recordarán de qué manera fueron abandonados en las décadas de los años ochenta y noventa los planes de desarrollo en las áreas nuclear, hidroeléctrica, energías renovables, uso racional de la energía, hidrocarburos, etc.; brillaban por su ausencia.

Así, hasta 2003, cuando el gobierno de Néstor Kirchner realizó un diagnóstico del mercado ampliado de la energía para identificar los problemas estructurales, y en base a ello formular un Plan Energético Nacional, se encontró que debían sentarse las bases de un cambio estructural en el sector energético. Dado el carácter de servicio público que distingue a la provisión de energía, este periplo implicaría desde la nacionalización hasta la provincialización efectiva de los hidrocarburos inmersos en un mercado dominado por las privatizaciones a través de concesiones. Dicho Plan sería finalmente lanzado en mayo de 2004, abordándose las inversiones en los segmentos generación y transporte de energía eléctrica conducida en los últimos diez años.

Los resultados por motores del desarrollo:

Inclusión Eléctrica: Interpretando los resultados del Plan se puede verificar que durante el período 2004-2012, el gobierno nacional gestionó obras energéticas por 84.400 millones de pesos (53.389 generación, 12.400 transporte y 18.600 transporte de Gas Natural). Logró incorporar 8.727 MW mientras que la expansión del SADI sumó 4.244 km de líneas de alta. Dichas obras permitieron que unos 2.149.083 hogares de todo el país puedan acceder al servicio público de electricidad.

Energías No Convencionales y Alternativas: El Plan incluyó en su matriz energética las energías no convencionales. En la historia energética nacional jamás se hicieron simultáneamente tantas nuevas obras, ampliaciones de las existentes y diversificación de la matriz en infraestructura de energías alternativas a los hidrocarburos. Podemos nombrar las obras de Yacyretá (1800 MW), Río Grande en Córdoba (350 MW), Los Caracoles en San Juan (120 MW), Salto Andersen en Río Negro (7,5 MW), Santa Bárbara de Tucumán (8 MW), Arauco SAPEM en La Rioja (25,2 MW), Rawson en Chubut (77,4 MW), Cañada Honda en San Juan (5 MW), San Juan (1,2 MW), en Buenos Aires (10 MW), etcétera.

En ejecución o próximos a realizarse (2013-2019) están las obras de: Arauco II en La Rioja (400 MW), Puerto Madryn en Chubut (220 MW), Punta Negra en San Juan (60 MW), GENREN de ENARSA (895 MW), Norte Argentino en base a biocombustibles (135 MW), GENREN de ENARSA (356 MW), Los Blancos en Mendoza (485 MW), Chihuido en Neuquén (637 MW), Presidente Néstor Kirchner (1.140 MW) y Gobernador Jorge Cepernic (600 MW) en Santa Cruz, Garabí (1.152 MW), Panambí (1.048 MW), Aña Cuá (750 MW), Aguada del Molle en Córdoba (110 MW), Tornquist en Buenos Aires (30 MW), Hornaditas en Jujuy (10 MW), Atucha II (de 745 MW), Embalse y CAREM (25 MW y 150 MW) y Atucha III (1500 MW), entre otras.

Inclusión por aumento de la generación termoeléctrica:

Se llevaron a cabo inversiones en Pilar en Córdoba (480 MW), Ensenada de Barragán en Buenos Aires (560 MW), Villa Gesell en Buenos Aires (75 MW) y el Programa ENARSA Generación Distribuida (1.054 MW), San Martín en Santa Fe y Belgrano en Buenos Aires (1.660 MW en conjunto), Brigadier López en Santa Fe (280 MW), Río Turbio en Santa Cruz (240 MW), Pilar en Córdoba (180 MW), Ensenada de Barragán en Buenos Aires (240 MW), las centrales Vuelta de Obligado en Santa Fe y Almirante G. Brown en Buenos Aires (1.100 MW en conjunto).

A punto de iniciarse el cierre del ciclo combinado Brigadier López en Santa Fe (140 MW). El aumento de la potencia instalada del SADI incluyendo la inversión privada fue de 8.727 MW. Las inversiones públicas, mixtas y privadas equivalentes a 53.389 millones de pesos. Otros 20.000 millones corresponden a obras en ejecución y próximas a realizar. En transporte eléctrico, las inversiones en líneas de alta

tensión suman 12.400 millones de pesos, mientras que en ejecución, y próximas a iniciarse se cuentan inversiones públicas por 5.900 millones.

Inclusión por conectividad

Un punto interesante es que se puede hacer patria a través de la conectividad eléctrica del SADI. hacia el año 2003 se diagnosticó que la electricidad estaba lejos de ser compatible con los intereses de una nación, y bajo la consigna "Electricidad para la Nación y no para la colonia", es que en materia eléctrica se formuló la necesidad de la conectividad en el Plan Energético Nacional.

En el 2003 el SADI (Sistema Argentino de Interconexiones) era radial hacia la ciudad de Buenos Aires, y el Plan Energético Nacional se propuso anillar el territorio nacional para así modificar el sistema de energía eléctrica del país. Se propuso brindar seguridad energética en todo el territorio en función de un desarrollo social y económico desvinculado del tradicional esquema semicolonial aplicado entre 1976 y mayo de 2003.

El SADI tenía una longitud de 9.669 km de líneas de alta tensión, para diciembre de 2011, alcanzaba los 14.000 km. En lo concerniente a la red eléctrica en 500 kV, en 2003 era de 9.083 km; para mayo de 2012 se había expandido hasta los 13.356 km. Los resultados: la interconexión de todas las regiones eléctricas de la patria, destacándose entre ellas las interconexiones NEA-NOA, Comahue-Cuyo, Tercera Línea Yacyretá y el Sistema Patagónico con el resto del país.

Los desafíos

En el sector Energía ya podemos concluir que, si bien la acción del Estado Nacional se ha fundado en una batería de políticas desplegadas y la propia gestión de gobierno, y se han obtenido resultados positivos en la consolidación del proyecto Nacional y Popular, también, desde nuestro quehacer diario energético, sabemos que existe al día de hoy mucho por hacer en el Modelo Energético Social propuesto para garantizar su sustentabilidad.

No obstante la mejora de ingresos y mejores niveles materiales de sectores sensibles de nuestra clase trabajadora (una encuesta privada nos demuestra que el 78% de nuestro pueblo se considera a sí mismo clase media), existe un debe en el activo social que es la pertenencia de clase, y ese debe se tendría que pagar con una verdadera participación de los trabajadores organizados del sector energético que garanticen la transformación Social.

La pertenencia de clase bajo una dedicada construcción colectiva desarrollada a través de FeTIA propenderá al desarrollo técnico, profesional, cultural, físico y social de los trabajadores/as en instituciones sociales solidarias del proyecto nacional y nos salvará de un naufragio individual que cierne a la clase trabajadora bajo el cepo mediático liberal.

Cierre

A modo de cierre podemos manifestar en forma democrática que el sendero político y gremial que hemos comenzado en la FeTIA se rige por las siguientes acciones:

Revalorizar la ética en la conducción y representación, atacando la corrupción y el falso pragmatismo con el que las dirigencias caducas terminan legitimando el saqueo del patrimonio energético nacional y el ajuste perjudicial a los trabajadores del sector energético que elaboran la riqueza del país.

Interrogar al poder económico.

Participar en defensa de las instituciones democráticas.

Defender los derechos de los trabajadores.

Propender a la unidad de acción detrás de los objetivos de Bienestar Común.

Garantizar, practicar y defender la más absoluta autonomía sindical con respecto al Estado, los empleadores y partidos políticos.

Concientizar a nuestro pueblo de la condición de clase trabajadora organizada.

Garantizar el respeto a toda idea política, filosófica y religiosa que no se oponga ni lesione la democracia, la tolerancia y los derechos humanos.

Sólo con una fuerte identidad del sector energético industrial, tanto estatal como privado, podremos participar en un colectivo unido y organizado.

Y vamos por más.

Entidad Binacional Yacyretá

CENTRAL HIDROELÉCTRICA YACYRETÁ

Por José Correa *

Descripción General

La represa está emplazada en el tramo del río Paraná donde el mismo escurre de Este a Oeste, al S.E. de la República del Paraguay y N.E. de la República Argentina. La casa de máquinas de la central se encuentra próxima a las ciudades de Ayolas (Departamento de Misiones, Paraguay) e Ituzaingó (Provincia de Corrientes Argentina). Dista 1470 km contados por vía navegable desde la ciudad de Buenos Aires, y 310 km por carretera desde Asunción. La capital de provincia Argentina más cercana es Posadas, a 90 Km hacia el Este N.E.

Es una presa de baja altura, de materiales sueltos, con una extensión total de unos 65Km, de los cuales 28 están en la margen derecha (Paraguay) y 17 Km en la margen izquierda (Argentina). Los restantes 20 Km están sobre la Isla Yacyretá, en la que también se ubican las estructuras de hormigón de los dos vertederos y la casa de máquinas. El desnivel o salto es variable en función de los caudales del río, en promedio 22 m.

La cuenca imbrífera, vale decir la que tributa con sus aportes hídricos el río Paraná y sus afluentes, suma 970.000 km2, la mayor parte de la misma en territorio de Brasil.

En la Isla Yacyretá y aledaña al que fuera el Brazo Principal se construyó la **Central** equipada con 20 hidrogeneradores de una potencia instalada total de 3.200 MW, y un **Vertedero** provisto de 18 compuertas radiales. Sobre la margen argentina del Brazo Principal se construyó una **Esclusa de Navegación**, que fue el primer equipo puesto en servicio al comenzar el llenado del embalse, para asegurar la continuidad de la navegación fluvial.

En el segundo Brazo del río Paraná, conocido como Aña-Cuá se construyó otro Vertedero dotado de 16 compuertas radiales que, junto con el **Verte-**

* Asociacion del Personal Argentino de Yacyreta – APAY.

dero Principal, tienen capacidad para verter hasta 95.000 m3/s.

En este brazo Aña Cuá se mantiene un caudal mínimo, es decir que no se seca en ninguna época del año. En ambos extremos de la Central operan instalaciones de **transferencia de peces**.

En la margen derecha un arroyo, el arroyo Aguapey que desaguaba al río (hoy lago) fue desviado, por medio de una presa y un canal que conducen las aguas hasta el brazo Aña Cuá.

Se está trabajando en proyectos que permitirán aumentar la capacidad de generación, ampliando la **Central en el Brazo Principal** y construyendo una **central nueva** en el **Brazo Aña Cuá**.

Diagrama de sección transversal de la central hidroeléctrica

La casa de máquinas del rip cubierto tiene 70 metros de altura medidos desde los cimientos en el basalto del fondo del río hasta el techo. La caída se mide entre el nivel del embalse, actualmente 83 msnm, y el río aguas abajo, cercano a los 60 msnm.

El ingreso de agua a cada una de las 20 turbinas se hace por tres bocas, protegidas por rejas metálicas, que pueden cerrarse, para mantenimiento, con compuertas planas. El caudal turbinable por la central, a plena carga, es de 16.400 m3 por segundo.

La salida del agua después de pasar por la turbina se produce unos 30 metros bajo la superficie del río, también por tres conductos en la estructura de hormigón.

Para comparar dimensiones, las cataratas de Iguazú tienen unos 70 metros de altura y un caudal medio de 1.750 m3/s (la quinta parte del caudal turbinado por Yacyretá).

El empuje del agua del lago es soportado por el muro de aguas arriba, que se comporta como una presa de gravedad, sin necesidad de transferir esfuerzos a la casa de máquinas. Entre ese muro y la pared de aguas abajo soportan las cargas de los puentes grúas usados en el montaje de las unidades. Las galerías aguas abajo contienen equipamiento electromecánico y dan acceso a los pasajes de agua por medio de escotillas metálicas.

Equipamiento Eléctrico

Cada Generador se conecta a un **transformador** en 13.200 V por medio de barras blindadas aisladas en aire.

Los transformadores elevadores son trifásicos con 172,5 MVA de relación 13,2/500 kV del tipo intemperie y refrigeración a aceite forzado - aire forzado. Se encuentran también en uso dos **autotransformadores** de 500/220 kV para alimentar las líneas a Paraguay.

El sistema de maniobras de la Central en 500 kV es del tipo blindado, aislado con gas inerte SF6 (hexafluoruro de azufre).

Cuenta con un doble juego de barras colectoras dispuestas de tal modo de asegurar el suministro a los sistemas de transmisión de ambos países en forma interconectada.

El sistema de alta tensión se ubica aguas abajo de la Central, sobre la plataforma de los **Tubos de Aspiración** y termina en sendos pórticos de salida de líneas, en los extremos de la Central y en un pórtico intermedio entre las unidades Nº 10 y Nº 11.

La estación ubicada en Rincón Santa María (próxima a Ituzaingó) interconecta la Central con el **Sistema de Transmisión Argentino** y la ubicada en Ayolas con el **Sistema de Transmisión Paraguayo**.

Esclusa de navegación

Ubicada en Rincón Santa María sobre la margen izquierda del Brazo Principal, es una estructura de hormigón que permite salvar el desnivel de 23 metros creado por el Embalse, entre su nivel de cabecera y el de restitución del río aguas abajo de la obra. Permite que en un tiempo de esclusado del orden de los **45 minutos**, un tren de barcazas pueda trasladarse desde aguas abajo hacia aguas arriba o viceversa.

La Esclusa de Navegación opera en forma continua, día y noche y todos los días, a pedido de los navegantes, y en coordinación con la **Prefectura Naval Argentina**. La operación, que es gratuita y con calidad certificada por norma ISO 9002, está a cargo de la Entidad Binacional Yacyretá, pero la Prefectura comanda las maniobras de los buques entendiéndose con los capitanes.

Consta de un **cuenco** o **recinto** de 27 metros de ancho y 270 metros de longitud. El cuenco está compuesto por muros de hormigón que alojan **galerías de alimentación y desagüe** para operación del

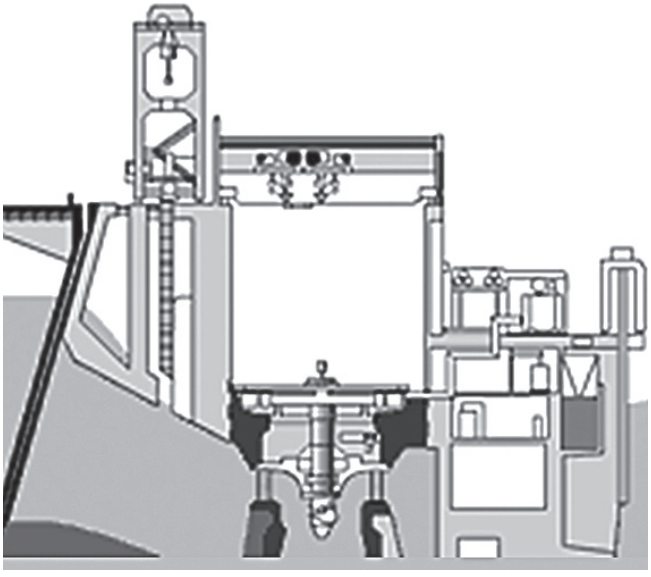
sistema, donde **compuertas radiales** permiten el ingreso, desde aguas arriba, o egreso, hacia aguas abajo, de las aguas que alimentan el cuenco. El cuenco se puede entonces colocar a nivel del río o del embalse. Cuando el mismo cambia de nivel, lo hace con el agua y lo que en ella esté flotando, por ejemplo, un remolcador con cuatro o seis barcazas. Durante los cambios de nivel los buques se amarran en bitas (amarraderos) flotantes, que cambian nivel junto con ellos y los mantienen centrados.

Su extremo de aguas arriba está cerrado por una **compuerta plana de rodillos** de 10 metros de altura y 27 de ancho, que cuando está en su posición elevada, suspendida de cadenas accionadas por motores eléctricos, separa el cuenco del embalse. La parte inferior de la compuerta sella sobre una pared de hormigón, que a medida que se levanta el nivel del embalse debe ir subiendo para acompañarlo. Cuando el nivel del cuenco está igualado al del embalse la compuerta se retira, hundiéndola, para que pasen las barcazas.

Aguas abajo se ha emplazado una compuerta de dos hojas, de 30 metros de altura operadas al abrir o cerrar con pistones hidráulicos.

Desde la sala de control, se comanda todo el sistema de válvulas y compuertas y se llevan los registros correspondientes. Si fuera necesario se cuenta con un sistema de lucha contra el fuego también telemandado desde el centro de control.

Desde la puesta en servicio de esta instalación se ha desarrollado mucho la navegación.Está alimentada eléctricamente desde la Central mediante una línea aérea de 13,2 kV.



Sistema de transmisión

Yacyretá es una empresa generadora de energía eléctrica. El transporte y la distribución son funciones que efectúan los sistemas interconectados de ambos países.

La energía de Yacyretá se deriva al sistema argentino a través de 3 líneas de 500 kV, que vinculan la Central con el punto de entrega en la estación Rincón de Santa María, muy cerca de Ituzaingó, y al sistema paraguayo mediante una línea de 220 kV, hasta la subestación Ayolas.

Desde la Estación Rincón de Santa María, dos líneas de 500 kV se conectan a la red nacional en Salto Grande (Concordia, Provincia de Entre Ríos) y en Puerto Bastiani (Provincia del Chaco), operadas por Litsa y Yacylec respectivamente.

Otra vinculación de 80 kilómetros hasta Posadas alimenta al Sistema Eléctrico de la Provincia de Misiones.

Operación y mantenimiento.

Cada día -durante las 24 horas- las unidades generan energía renovable, no contaminante, gracias al extraordinario caudal del Río Paraná.

La energía eléctrica producida mediante la caída del agua a través de las 20 turbinas se genera permanentemente conforme a la demanda del mercado, razón por la cual el funcionamiento y la atención de los equipos son continuos.

Movimiento de energía

Una de las actividades esenciales del área de Movimiento de Energía es la previsión y programación de la generación de la Central, tanto para el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) como para el Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP).

En ambos casos, es necesario anticipar la energía disponible en Yacyretá con la antelación correspondiente, para que los respectivos Despachos Nacionales (CAMMESA en Argentina y ANDE en Paraguay) puedan prever y armonizar la participación de generación para atender la demanda de sus sistemas.

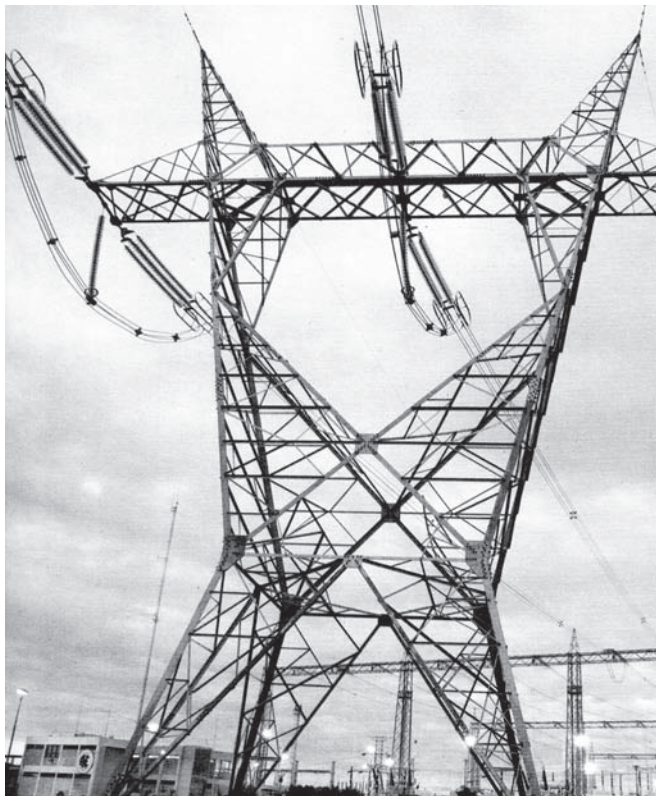
Movimiento de Energía también efectúa los estudios eléctricos necesarios para el desarrollo de sus tareas.

Aporte y conclusión

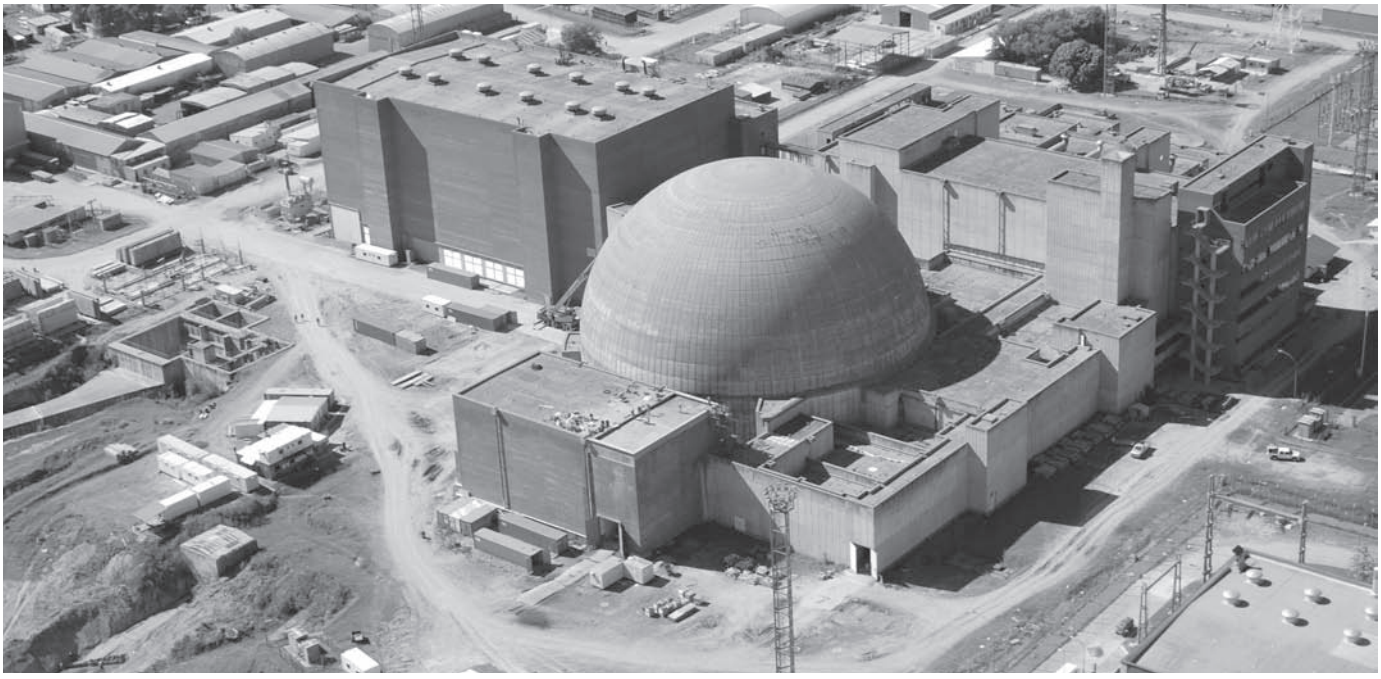
Hasta aquí una breve descripción del emplazamiento Yacyretá que junto a la Central de Salto Grande y las Centrales Atómicas representan el 35 % de la matriz energética limpia en manos del Estado. Esto no debería tomarse como un dato menor ya que con la potenciación de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, esto es, el agregado de tres turbinas a las veinte actualmente activas, más el maquinado de todo lo que se vierte en el Brazo Aña Cuá con otras cinco turbinas, ambos proyectos aprobados por los socios argentinos y paraguayos pero que su prosecución se estaría demorando por cuestiones técnicas, se estaría aumentado la generación de Yacyretá en un 20%. Es fácil comprender el significado de la soberanía energética ejercido por el gobierno de un país, cuando a lo ya descripto se sumarían en un plazo medio el aporte al **SADI** de la **Central de Santa Cruz**, un potencial **Atucha III**, sin olvidar un posible **Corpus Cristi** en Misiones, entre otros, todo ello proveniente de materia prima disponible, segura y limpia reemplazando en gran medida lo utilizado para generar desde los recursos naturales *no renovables*, seguramente estaríamos en presencia de una nueva matriz energética cuyo dominador sería el Estado mismo. Sin embargo, aunque el panorama aquí descripto sea prometedor y lo es a todas luces, es extremadamente necesario el desarrollo de políticas claras y con responsabilidad empresarial y ambiental de manera tal que este poderío energético disponible en los recursos naturales sean manejados de manera tal que el impacto en el medio ambiente sea minimizado extremadamente.

Ahora bien, si en algún momento estos proyectos ven la luz y todo es una realidad, entonces será hora de preguntarse, y con esto me refiero a aquellos que tengan la autoridad para hacerlo, cuál es el tratamiento posible o qué se hace con la participación mayoritaria del Estado en esa nueva matriz energética. Desde la posición de esta Entidad Gremial - y la mía en particular - deseamos compartir una respuesta posible.

Estamos convencidos que en estos últimos diez años de la Argentina, más allá de todo lo que aún falta por recorrer y hacer, se ha trabajado mucho para reivindicar los derechos individuales y colectivos de los habitantes de este suelo, por esta razón es absolutamente necesario considerar que la **energía** debe tratarse como un **derecho** y no como un mero servicio utilizado para recaudar y volver rentables a empresas energéticas. Los recursos naturales no tienen un dueño, sino que pertenecen a toda una nación, por lo tanto los gobiernos son sólo administradores de esos recursos y los destinatarios o -si se quiere-, beneficiarios de los mismos, son todos los habitantes que puedan o no contribuir a la recaudación en las arcas de esas empresas, es por ello que el Estado debe garantizar este derecho y sólo podrá hacerlo si cuenta con la soberanía energética visualizada en el dominio de la pirámide de generación y no sólo controlando la base de la misma como sucede actualmente. No podrá un Estado ejecutar políticas de inclusión y derechos con relación a la energía si primero no lleva a delante las políticas que aseguren esa soberanía gracias a la mayor generación.



Nuestra responsabilidad como trabajadores organizados a través de sindicatos fuertes y democráticos es impulsar y participar en el debate y generar el espacio en las filas de los gobiernos para dar a conocer nuestros puntos de vistas y plantear posibles proyectos que lleven a que la realización de más Yacyretá y la otras generadoras proyectadas sean una realidad. Este es el camino y no hay otro.



PLAN DE REACTIVACIÓN DE LA ACTIVIDAD NUCLEAR ARGENTINA

A siete años de su arranque y con una inversión millonaria, los resultados revierten años de falta de planificación e inversión y muestran un sistema más sustentable, más integrado, más igualitario y más nacional.

Por Gustavo Sklar*

El Plan de Reactivación de la Actividad Nuclear fue puesto en marcha el 23 de agosto de 2006 por el entonces presidente Néstor Kirchner: el plan más ambicioso de los últimos 50 años en pos de una diversificación de la matriz de generación. Los esfuerzos encarados por el Plan fueron para responder a un crecimiento del PBI nacional, que totaliza más de 85 puntos desde el 2003. Esto generó un rápido crecimiento de la demanda energética producto de la mayor actividad económica y la recuperación industrial. El Plan concentró la atención en la planificación del sistema nuclear, en la ejecución de obras de mediano y largo plazo que conllevarán la diversificación de la matriz energética. En ese sentido, la reactivación de la actividad nuclear permitió encarar la conclusión de Atucha II "la obra pública más importante del paí"), iniciar la extensión de vida de la central nuclear Embalse y encarar la cuarta central nuclear.

Las centrales y los proyectos argentinos fueron un claro símbolo del abandono y la frustración que generaron las políticas neoliberales, llevando a la

* Asesor en Proyectos de Inversión Pública en el Área de Energía

Argentina a renunciar a las obras de gran impacto económico y estratégicas desde la geopolítica.

En nuestra época, donde la coyuntura, o sea esa combinación de factores y circunstancias que afectan decisiones importantes para una nación, como la importación de gas natural licuado (GNL) que permite abonar la estrategia de recuperación del Plan Nuclear Argentino, empieza a tener sentido dado que con un kilo de uranio se produce la misma cantidad de electricidad que con 14 toneladas de petróleo. Un kilo de uranio en el mercado internacional cuesta 90 dólares, las 14 toneladas de petróleo cuestan 6.700 dólares. A modo de ejemplo podemos decir que Atucha II en funcionamiento pleno nos permitirá ahorrar diariamente unos tres millones de metros cúbicos de gas natural (GN) de una instalación termoeléctrica convencional.

Por las razones expuestas, el mundo está asistiendo a un renovado interés en la energía nuclear como fuente generadora de electricidad masiva, segura, económica y ambientalmente sustentable ya que no emite gases de efecto invernadero.

Para llevar adelante el Plan, el Estado nacional contó con trabajadores con capacidades técnicas, y empresas argentinas que participaron con éxito en licitaciones internacionales para la provisión de tecnología nuclear. Licitaciones en lugares tan diversos como Estados Unidos, Canadá, China , Corea, Perú, Argelia, Egipto, Australia y Venezuela, entre otros, con exportaciones que abarcan reactores y combustibles nucleares, agua pesada, equipos de medicina nuclear, radioisótopos, etc.

En nuestro país operan las centrales nucleares de Atucha I y Embalse. Lo vienen haciendo desde 1974 y 1984, respectivamente, en forma confiable y segura (alimentando aproximadamente 1 de cada 10 artefactos eléctricos en nuestros hogares e industria), y con la acertada decisión de terminar de construir Atucha II. Con ello, en los 40 años de su vida útil, evitaremos utilizar 45.000 millones de litros de petróleo por un valor de 18 mil millones de dólares y la emisión a la atmósfera de 138 millones de toneladas de dióxido de carbono.

La extensión de vida de la central nuclear Embalse

Esta central de 648 MW tiene un reactor de tubos de presión, agua pesada y uranio natural de tipo CANDU (PTHWR) con canales de combustible horizontales en los que se recambia el combustible durante la operación normal. Se puso en funcionamiento en 1984 y tiene un ciclo de operación de 30 años. Cumplido su ciclo, el diseño original prevé que se podrán cambiar los canales para poder continuar con la utilización del reactor.

Ya se ha comenzado el complejo trabajo de renovación con la orden de fabricación de cuatro generadores de vapor que se producen en la empresa argentina Impsa. Contará con la asistencia técnica de la empresa canadiense Lavalin SC, controlante de la Atomic Energy of Canadá (AECI) que oportunamente asesoró a la exitosa extensión de vida de la central coreana de Wolson.

La dirección del proyecto está a cargo de NASA (Núcleoeléctrica Argentina Sociedad Anónima) y todas las actividades de construcción y montaje serán realizadas por personal y empresas locales. Se prevé ocupar en estas tareas a 1.500 personas en el momento pico de actividad de construcción y montaje.

Se actualizará, también, el área convencional de la Central con una repotenciación del ciclo térmico que incrementará la potencia en 35 MW. Se encuentra instalado un simulador de alcance total que es la réplica exacta, y en escala real, de la sala de control principal de operaciones que se utilizará en la capacitación y entrenamiento del personal. Cuando inicie su segundo ciclo de operación lo hará con una potencia cercana a los 700 MW al SADI.

La inversión es del orden de los 7.000 millones de pesos, y es importante destacar que Argentina ha recibido del Banco de Desarrollo para América Latina un préstamo por 240 millones de dólares para esta extensión de vida de la Central Nuclear Embalse.

La conclusión de Atucha II

Atucha II es una central nucleoeléctrica que va a aportar 700 MW al Sistema Argentino de Interconección (SADI) y se encuentra ubicada sobre la margen derecha del Río Paraná, en la localidad de Lima, Partido de Zárate en la Provincia de Buenos Aires.

La tercera central nuclear argentina comenzó a construirse en 1980 y sufrió sucesivos atrasos en su construcción para quedar luego paralizada definitivamente a fines del año 1994. El reinicio de las obras civiles se produjo en agosto de 2007 comen-

zando el montaje electromecánico, con la presencia del Presidente de la Nación Dr. Néstor Kirchner y la entonces Senadora, hoy Presidenta de la Nación, Dra. Cristina Fernández de Kirchner.

NASA asumió el papel de Autoridad de Diseño de la Central ante la desaparición del diseñador original. Para ell, se convocó a experimentados especialistas, ejecutándose a octubre del 2013 unas 12 millones de horas – hombrs de alta calificación técnica. En el período de máxima actividad de montaje (junio de 2010) la obra ocupó a más de 7.200 personas en forma directa. Para la finalización se montaron 40.000 toneladas de materiales y equipos, entre ellos el reactor de 3.300 toneladas y el turbogrupo de 2.700 toneladas. Se instalaron 4.000 toneladas de cañerías, 16.000 válvulas, 3000 km de cables, 12.000 instrumentos y 1.600 tableros. Se realizaron 700.000 soldaduras, 1 millón de puntos de conexión y 32.000 m3 de hormigón. Para esto se utilizaron 43 millones de horas hombre de trabajo nacional, se colocaron 15.200 contratos y órdenes de compra y se ejecutaron 126.000 documentos de ingeniería. Una vez en funcionamiento la Central tendrá una dotación de personal para operación permanente de 700 personas.

Todas las entidades del sector nuclear argentino (CNEA, CONUAR, ENSI, DIOXITEK e INVAP) colaboraron con NASA. Tanto el agua pesada como los elementos combustibles necesarios para la puesta en marcha y futuro funcionamiento de la Central son producidos en el país.

Para el año 1993 el Estado Nacional había invertido unos 2.300 millones de dólares (medidos en valores histórico) sin que se hubiern rendido utilidad alguna porque los trabajos mostraban un grado de avance del 65% del proyecto. La inversión total en el completamiento de Atucha II ha sido de 13.000 millones de pesos, de los cuales el 88% corresponden a costos de mano de obra, suministros y contratos nacionales.

El reactor es del tipo “reactores de uranio natural, con agua pesada como moderador y refrigerante”. El reactor utilizará elementos combustibles que serán fabricados en el país con supervisión de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), utilizando dióxido de uranio natural, también de producción local dado que los elementos combustibles fueron destinados a Atucha I y Embalse.

Las 600 toneladas de agua pesada necesarias para la carga inicial del reactor y el sistema de extracción de calor, también serán producidas en el país en una planta de propiedad de la CNEA ubicada en la Provincia de Neuquén.

La Central cumplirá con la normativa internacional y contará con la asistencia técnica del OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica). NASA mantiene una relación permanente con organismos internacionales específicos de la generación nucleoeléctrica, tales como la Asociación Mundial de Operadores de Centrales Nucleares (WANO) y el Grupo de Propietarios de Centrales Nucleares tipo CANDU de uranio natural y agua pesada (COG).

La Cuarta Central Nuclear

La Cuarta Central Nuclear Argentina contará con dos módulos independientes. Para el primer módulo el objetivo es la construcción de una central de tubos de presión, uranio natural y agua pesada del tipo CANDU de 700 MW, consolidando para la Argentina el dominio del ciclo de uranio natural y agua pesada, utilizando tecnología propia adquirida durante el desarrollo de Embalse. El combustible de uranio natural utilizado en las centrales tipo CANDU se fabrica íntegramente en el país.

Este Proyecto Nacional permitirá una amplia participación de la industria local en la construcción y montaje de la centra, que podría superar el 65% del total de la obra. Asimismo, se continuará con el desarrollo de nuevos proveedores locales, proceso ya iniciado en la etapa de finalización de la Central Nuclear Atucha II y en el Proyecto de Extensión de Vida de Embalse.

Para el segundo módulo de la Cuarta Central podría construirse un reactor de uranio enriquecido y agua liviana, de una potencia del orden de los 1.000 MW, seleccionando al proveedor de la tecnología mediante un concurso entre los proveedores ya precalificados a este fin, quienes son: CNNC-China, KEPCO-Corea, WESTINGHOUSE-Estados Unidos, AREVA-Francia, ROSATOM-Rusia y General Electric-Estados Unidos.

APUNTES EN TORNO DE LA "CRISIS DEL MODELO ENERGÉTICO" NEOLIBERAL

Mariano Barrera*

Introducción

El avance de las políticas neoliberales en América Latina en la década de 1990 significó un cambio estructural, con diversas intensidades, en la dinámica socioeconómica de los diversos países de la región. A diferencia de lo ocurrido en México —en dónde a pesar de las fuertes transformaciones económicas el Estado sostuvo a Pemex que conserva, con excepciones puntuales en gas natural, el monopolio de la actividad—, en Brasil —que vendió parte del capital social de Petrobras pero el Estado mantuvo el control político de la compañía— y en Venezuela —que a pesar de las reformas neoliberales el Estado conservó fuerte posición dominante en el sector hidrocarburífero—, en Argentina las transformaciones alcanzaron mayor profundidad en tanto que significaron la total eliminación de la intervención del Estado en su calidad de regulador y productor de la actividad (a través de la supresión de las instituciones que organizaban el sector energético) y la privatización total de las diversas empresas (entre ellas, YPF) que se ubicaban en los segmentos de generación de hidrocarburos y electricidad, en el transporte y distribución de petróleo, derivados, gas natural, y electricidad.

Según sus impulsores, la eliminación de los "obstáculos" y la generación de un "mercado de competencia", propiciarían el arribo de inversiones de riesgo y una explotación más "eficiente" de los recursos, lo que redundaría en un incremento en las reservas y de la producción de hidrocarburos por décadas y en una mejora de la eficiencia en la producción de electricidad. Sin embargo, a veinte años de las reformas, el sector energético presenta fuertes deficiencias en su funcionamiento, que

* Economista miembro del Centro de Investigación y Formación de la República Argentina (CIFRA) de la CTA

permiten referirse al mismo como la emergencia de una "crisis del modelo energético" implementado en la década de 1990.

Dada la marcada incidencia que poseen los hidrocarburos en la matriz energética nacional (90%), la persistente caída en la extracción de petróleo (desde 1998) y gas natural (2004) y la "extinción" de alrededor del 30% y 60%, respectivamente, de las reservas desde finales de la década de 1990 hasta 2011, generan diferentes escollos en la dinámica económica. En este marco, la convergencia de los procesos de expansión de la economía y contracción de la producción de hidrocarburos propició que en 2011 la balanza comercial energética alcanzara un déficit levemente inferior a los 3.000 millones de dólares, como resultado de la creciente necesidad de importar combustibles para satisfacer las demandas internas.

En este contexto, existen diversas interpretaciones respecto de las causas del deficiente funcionamiento de la actividad. Una serie de autores sostienen que esto se debió al cambio de políticas que se sucedieron luego de la crisis de 2001. Sin embargo, es posible cuestionar esta interpretación a partir de diversas evidencias empíricas. En este sentido, desde la economía política, el presente artículo tiene por objetivo presentar una visión alternativa basada en que la crítica situación actual es producto de las propias políticas implementadas en la década de 1990 (en mayor medida, no revertidas hasta la actualidad) y no se deben al cambio de "reglas de juego" del último decenio. Para ello, se analizará, en primer lugar, las transformaciones sectoriales propiciadas en los inicios del gobierno de Menem y, en segundo, las principales consecuencias generadas en la dinámica de los actores, en particular, y de la actividad, en general, haciendo fuerte hincapié en el sector hidrocarburífero debido a la incidencia que posee en el conjunto de la actividad energética.

1. Antecedentes: las transformaciones en la década de 1990 y los cambios en la posconvertibilidad

Bajo el gobierno encabezado por Carlos Menem (1989-1999) se consolidó el patrón de acumulación sustentado en la valorización financiera del capital que tuvo su génesis en los albores de la dictadura cívico-militar (1976-1983) y que culminó en la crisis del modelo de convertibilidad con la sanción de la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario (Nº 25.561) el 6 de enero de 2002. En este esquema, se iniciaron una serie de reformas estructurales que modificaron la relación entre el Estado y la sociedad civil, dentro de las que se encuentran la concentración económica y la centralización del capital (Basualdo, 2006).

En línea con el paradigma neoclásico se inició un proceso de privatización de las empresas del Estado, desregulación de los mercados y apertura externa. En el marco de las Leyes de Reforma del Estado (N° 23.696) y de Emergencia Económica (N° 23.697), se generó un corrimiento de la frontera entre el Estado y la sociedad civil, que se tradujo en un formidable incremento de los rendimientos en la acumulación de capital de las fracciones más concentradas. Su expresión en el sector energético, fue la eliminación del carácter sistémico del complejo al propiciar su segmentación con el objetivo *declarado* de "incrementar la competencia" al eliminar el monopolio u oligopolio estatal. Siguiendo a Díaz de Hassan y Pistonesi se entiende por sistema energético "un conjunto de 'cadenas energéticas', respondiendo cada una de ellas a una fuente determinada. [Así] las conductas y decisiones de los actores [sean empresas privadas, cooperativas, empresas nacionales, etc.] no son independientes entre sí. Cada uno de ellos está influenciado por las decisiones de los demás a la vez que define condiciones de borde que afectan a los restantes actores intervinientes. Esta fuerte interacción obliga a analizar al sistema energético **con una visión sistémica y no parcializada**" (Díaz de Hassan y Pistonesi, 1988: 2). Como agrega Bouille, el sistema energético está relacionado con el "sistema socio económico, concibiendo a los procesos de producción y consumo de energía como procesos sociales donde la identificación de las características de los diferentes agentes o grupos de agentes resulta esencial" (Bouille, 2004: 67).

En este sentido, las reformas implementadas en el decenio de 1990 segmentaron el "mercado ampliado de la energía", esto es, desarticularon los sectores primario (exploración, extracción) y secundario (transporte, refinación, comercialización interna y externa) de los hidrocarburos, la generación de energía eléctrica (hidroelectricidad, térmicas fósiles y nucleares, etc.), el transporte y

la distribución de electricidad, que estaban concentrados en compañías de carácter estatal, y que fueron transferidas al capital privado para que las operaran. Por la profundidad en la enajenación de los activos y en la segmentación de los mercados, el alcance de la eliminación del carácter regulador del Estado y la celeridad en su aplicación, es dable señalarlo como el proceso de mayor intensidad en la región (OLADE, 2003).

En efecto, en el complejo hidrocarburífero, en el marco de la "desregulación" sectorial (Decretos N° 1.055, 1.212 y 1.589/89) y con la finalidad gubernamental de "incrementar la competencia", se iniciaron los procesos de fragmentación y posterior privatización de la Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Ley N° 24.145). En la práctica, esto redundó en la transferencia de la capacidad de regulación a un acotado número de firmas que pasaron a controlar los distintos segmentos de la cadena (extracción, transporte, refinación comercialización) y que consolidó el oligopolio hidrocarburífero privado. Esto supuso la renuncia del Estado en su carácter de regulador y/o productor y el predominio irrestricto del mercado. En este sentido, la denominada "desregulación" del complejo, que suponía la paridad de los precios domésticos con los internacionales (en petróleo y derivados) y la conformación de los precios del gas natural a través de la interacción entre oferta (concentrada) y demanda (en la que participaban incluso varios extractores) en rigor, devino en un proceso de captación de precios extraordinarios (por encima de los internacionales, en los derivados).

En esta misma línea, en 1992 se sancionó la Ley N° 24.065 de privatización del sistema de energía eléctrica y configuración de su marco regulatorio (N° 1.398/92) a través del cual se habilitó la enajenación y la desintegración vertical y horizontal de tres empresas públicas que estructuraban la base de la cadena eléctrica: SEGBA[1], Agua y Energía Eléctrica e HIDRONOR. A partir del proceso de desintegración[2] se conformaron tres segmentos diferenciados: generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Mientras que se privatizaron los activos de las generadoras[3]; el transporte y la distribución se concesionaron. Así, el nuevo marco regulatorio modificó el funcionamiento sectorial al reconocer a cada una de estas actividades como unidades de negocio independientes, con libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución. Por su parte, se creó la firma privada CAMMESA que comenzó a ocuparse de las funciones de despacho, coordinación y administración del mercado eléctrico mayorista, haciendo coincidir la oferta y la demanda. El objetivo *declarado* por el gobierno era configurar una morfología de mercado con una fase de generación eléctrica potencialmente competitiva y las etapas de transporte y distribución de carácter monopólico (reguladas).

Lo propio sucedió con el segmento gasífero en donde Gas del Estado poseía el monopolio de la actividad de transporte y distribución. A través de la Ley N° 24.076 y su decreto reglamentario N° 1.738/92, se privatizó la empresa pública subdividiéndola en dos sociedades transportistas (norte y sur) y ocho unidades de distribución monopólicas con diversas jurisdicciones de operación. Al igual que en la normativa eléctrica, se introdujeron límites en la propiedad del capital de las compañías que operaran en los distintos eslabones, con la finalidad de impedir el proceso de integración vertical de los actores y, así, inhibir el poder de mercado de los operadores (que luego fue flexibilizada). De forma similar al sistema eléctrico, la regulación fijó tarifas dolarizadas que se ajustaban por indicadores que incluían índices de precios de Estados Unidos.

En definitiva, como sostiene uno de los propulsores de estas reformas, "con la desregulación de la industria petrolera y con la desintegración vertical de la industria gasífera y eléctrica, el sector energético pasó a depender de señales de precio de

1. Si bien era la principal empresa (concentraba el 50% de los usuarios del país), existieron otras firmas provinciales que fueron privatizadas. Las funciones que tenía eran de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, al igual que Agua y Energía Eléctrica SE. Por su parte, HIDRONOR se dedicaba a la generación y transporte de electricidad, mediante represas hidroeléctricas.

2. Las centrales generadoras de propiedad pública fueron segmentadas en unidades jurídicas independientes para su posterior enajenación. Por su parte, la distribución de electricidad del área metropolitana, administrada por SEGBA fue privatizada en 1992 luego de dividirse en tres unidades de negocios: EDENOR, EDESUR y EDELAP.

3. En el plano de la generación, se privatizaron las centrales térmicas, se concesionó el uso del recurso hídrico (con la excepción de las binacionales, Yaciretá y Salto Grande) y, a pesar del intento, no pudieron enajenarse las centrales nucleares (Embalse y Atucha I).

mercado" (Montamat, 2007: 57). Es decir, la nueva dinámica eliminó el carácter sistémico del "complejo energético" a partir de la segmentación y la configuración de unidades productivas independientes que comenzaron a invertir en la ampliación de capital en virtud de las "señales de precios" y por medio de una lógica de maximización de utilidades a corto plazo. Este proceso se enmarcaba en un cambio de concepción sobre los recursos que pasaron a ser considerados meros *commodities*. A su vez, lejos de la competencia, dada la flexibilidad normativa de los sectores de gas natural y electricidad y la escasa —o nula— acción regulatoria de los Entes creados, se habilitaron procesos de concentración y centralización del capital a través de la integración vertical y/u horizontal de las unidades de negocios que les permitió controlar al oligopolio energético los precios de la energía.

Con la ruptura de la caja de conversión fija y el inicio de la "posconvertibilidad" se generaron modificaciones dentro del mercado ampliado de la energía. Por medio de la Ley N° 25.561 (2002), sancionada durante el gobierno de Duhalde, se habilitó el cobro de derechos de exportación a los hidrocarburos y se pesificaron las tarifas de servicios públicos, entre las más relevantes. El objetivo de estas medidas fue evitar que, por el cambio en los precios relativos, se transfirieran los mayores precios a la economía doméstica en un contexto de fuerte caída de la producción y del salario real. Así, durante el gobierno de Néstor Kirchner y Cristina Fernández, se implementaron diversas políticas en el sector energético que tuvieron como objetivo: a) capturar rentas extraordinarias (a través de distintos esquemas de derechos de exportación a los hidrocarburos); b) garantizar el abastecimiento local (a partir de restringir las ventas al exterior de gas natural); c) contener los precios internos de los productos energéticos a raíz de su encarecimiento en el escenario internacional y de la devaluación de la moneda doméstica; y, d) ante la persistente caída de la producción hidrocarburífera y saturación de las refinerías, se aplicaron diversos programas de beneficios por productividad[4]. Con respecto al sistema de generación de electricidad, se implementó un conjunto de compensaciones a los operadores privados para que no incrementaran las tarifas. Entre ellas, ENARSA y CAMMESA pasaron a importar combustibles que eran vendidos a precios locales a los generadores domésticos, absorbiendo el Tesoro nacional el pasivo generado por el diferencial entre la cotización con el exterior.

2. Subexploración y sobreexplotación como lógicas imperantes de la liberalización

En el marco del avance de los postulados neoliberales y la liberalización del mercado, en los primeros años del gobierno de Menem, hubo un importante ajuste de los precios internos del crudo comercializado. En este sentido, mientras que la cotización internacional del barril de petróleo WTI (West Texas Intermediate) entre 1989 y 1991 aumentó de 19,6 a 21,5 dólares (9,7%), el doméstico creció de 11,0 a 17,9 dólares (62,7%), lo que significó un fuerte alineamiento con los estándares internacionales. El supuesto que estaba por detrás, giraba en torno de que sin regulaciones y con precios similares a los internacionales, el incremento de la competencia generaría un marcado crecimiento de la inversión de riesgo tanto en el plano de las reservas como en el de los volúmenes de extracción. José Estenssoro, presidente de YPF entre 1990 y 1995, sintetizaba esta postura: "Por primera vez en la historia de nuestro país el futuro es la entera responsabilidad del sector privado" (Estenssoro, 1994).

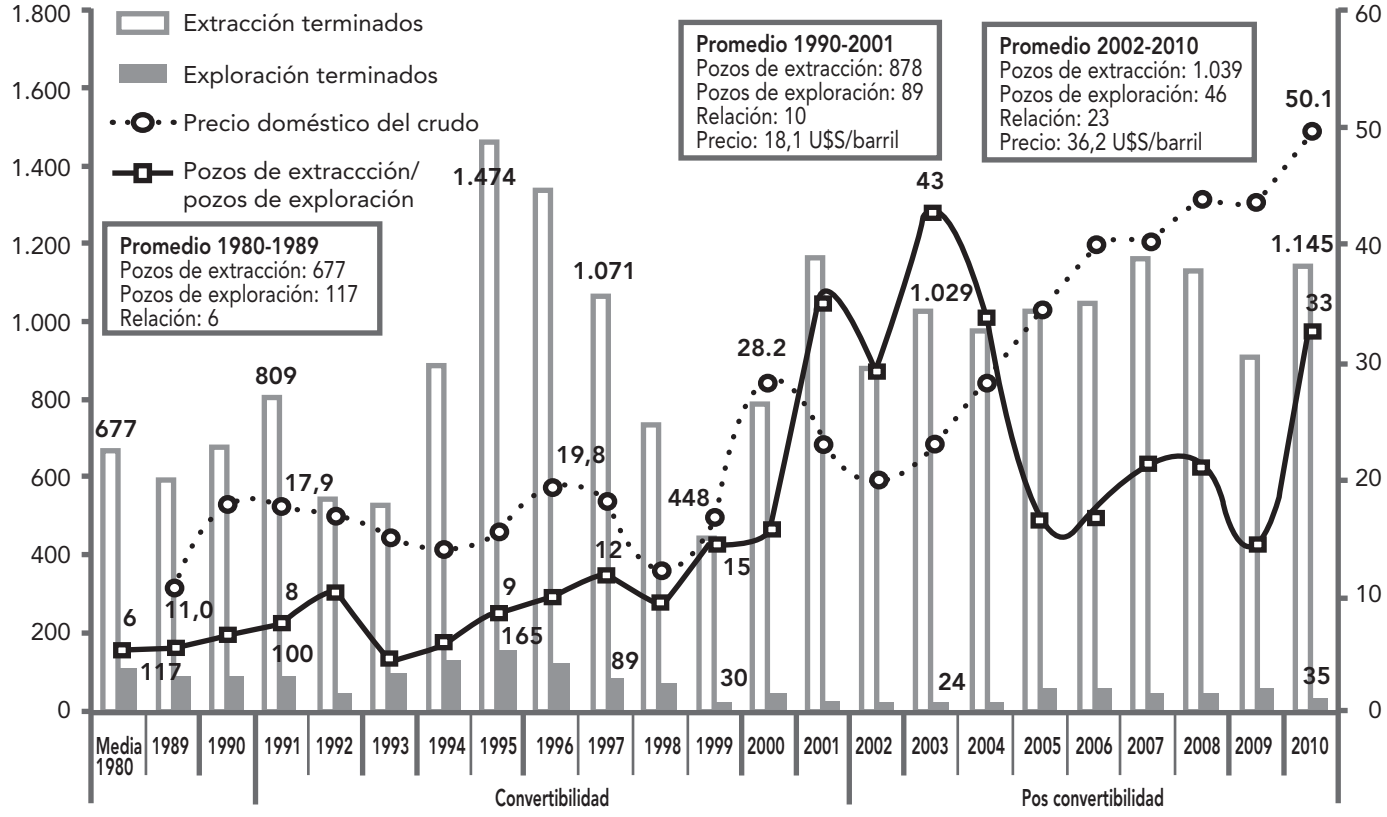
La dependencia total respecto del capital privado, como permite observar la evidencia empírica, no redundó en un auge de inversiones de riesgo con el consecuente impacto virtuoso en el resto de la actividad. Ante la ausencia de estadísticas monetarias del sector que permitan analizar hacia dónde

4. Entre estos, se encuentran los programas "Energía Plus" (Res. N° 459/07); "Gas Plus" (Res. N° 24/08) y "Refino y Petróleo Plus" (Decreto N° 2.014/08): los últimos dos otorgaban créditos fiscales ante el incremento de la producción o la ampliación de la capacidad de refinación; mientras que el primero buscaba sustituir "gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos".

se destinaron los recursos, una variable *proxy* que posibilita paliar esta situación es el estudio de la evolución de los pozos de exploración y los de explotación terminados[5] tanto de gas natural como de petróleo. De algún modo, esta información permite observar la composición de las inversiones realizadas y el riesgo asumido.

Así, los datos presentados en el Gráfico N° 1 apuntan a señalar que con la anulación de las regulaciones y con la privatización de la petrolera estatal, lejos de aumentar las inversiones de riesgo, el sector privado tendió a reducirlas a la par que incrementaba las destinadas a lograr mayores volúmenes de hidrocarburos. De este modo, se puede apreciar que mientras, en promedio, en la década de 1980 por cada pozo de exploración se realizaban 6 de explotación, luego de aplicadas las políticas neoliberales la relación subió a 10, entre 1990 y 2001, y a 23 de 2002 a 2010[6]. Si bien entre 1994 y 1996 hubo un inicial crecimiento de los pozos de exploración —producto del "fervor" inicial asociado a la consolidación de la convertibilidad, la finalización del proceso parlamentario que significó el inicio de la venta de las acciones de YPF S.A. y la entrada en vigencia del Plan Argentina, cuyo objetivo fue la licitación de áreas para exploración—, luego se aprecia una marcada caída hasta llegar a realizarse, en 1999, apenas un cuarto de los pozos que se ejecutaban en la década

Gráfico N° 1. Evolución de los pozos de extracción terminados y de explotación terminados, de petróleo y gas natural, de su relación y del precio del crudo local, 1980-2010 (en cantidad y dólares por barril).



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía y al IAPG.

5. Mientras que los de exploración se utilizan para evaluar si existen reservas en el yacimiento, los de explotación se ejecutan para estudiar el potencial productivo de esos nuevos pozos.

6. Esta periodización responde a tres procesos políticos. El primero, a la vigencia del mercado regulado y el predominio de YPF estatal. El segundo, al inicio de las políticas neoliberales en el marco de la convertibilidad y la YPF privada. El tercero, en el proceso desarrollado bajo la posconvertibilidad y el cambio de régimen económico (con un perfil neodesarrollista), que persistió, en el sector, con la desregulación.

de 1980. El incremento de la relación pozos de explotación/pozos de exploración durante el régimen de convertibilidad, fue producto del fuerte aumento de las inversiones en explotación y de la marcada reducción de los pozos de exploración, aquellos que mayor riesgo insumen dado que se destinan a la búsqueda de reservas.

Tal como se advierte, a pesar del incremento de los precios en el mercado doméstico en la década de 2000, las compañías redujeron marcadamente el riesgo, con la finalidad de incrementar los márgenes de rentabilidad. Conforme lo que se desprende del Gráfico de referencia, el precio medio en el mercado interno en dólares durante la posconvertibilidad (36,1 U$S/barril), si bien es inferior al internacional (derechos de exportación mediante), duplica el promedio del período 1989-2001 (18,1 U$S/barril), con un precio que, en 2010, fue 2,8 veces superior a la media de dicho interregno. Es más, a pesar del fuerte crecimiento en el precio del barril en los últimos años que permitió reducir la brecha entre el mercado local y el internacional, las inversiones se mantuvieron muy por debajo de las ejecutadas tanto antes de las reformas como durante la década de 1990. Esta política de reducción de inversiones de riesgo para reducir costos se puede apreciar al analizar los balances de la YPF privatizada[7].

Al cruzar la información de las erogaciones en exploración con las ventas netas de la firma se aprecia que el ratio, luego de las reformas, estuvo siempre por debajo del promedio de la década de 1980 (3,1%, en una etapa de bajas inversiones por la crisis en la que se encontraba la firma y el país). En este sentido, mientras que entre 1989 y 2001, en promedio, se invirtió el 2,7% de lo facturado (con un mínimo en 2000 del 1,2%), durante la posconvertibilidad y bajo la conducción de la española Repsol S.A., el guarismo se redujo notablemente, hasta alcanzar en 2010 el mínimo histórico de 0,7% de las ventas, con un promedio en torno del 1,4%.

De este modo, la política neoliberal aplicada en el sector hidrocarburífero que le otorgó total primacía al mercado para tomar las decisiones, generó un fuerte proceso de subexploración de la superficie sedimentada y de sobreexplotación de los pozos en producción. Al analizar el Gráfico N° 2, se puede apreciar lo antedicho a través de la dispar evolución de cuatro indicadores.

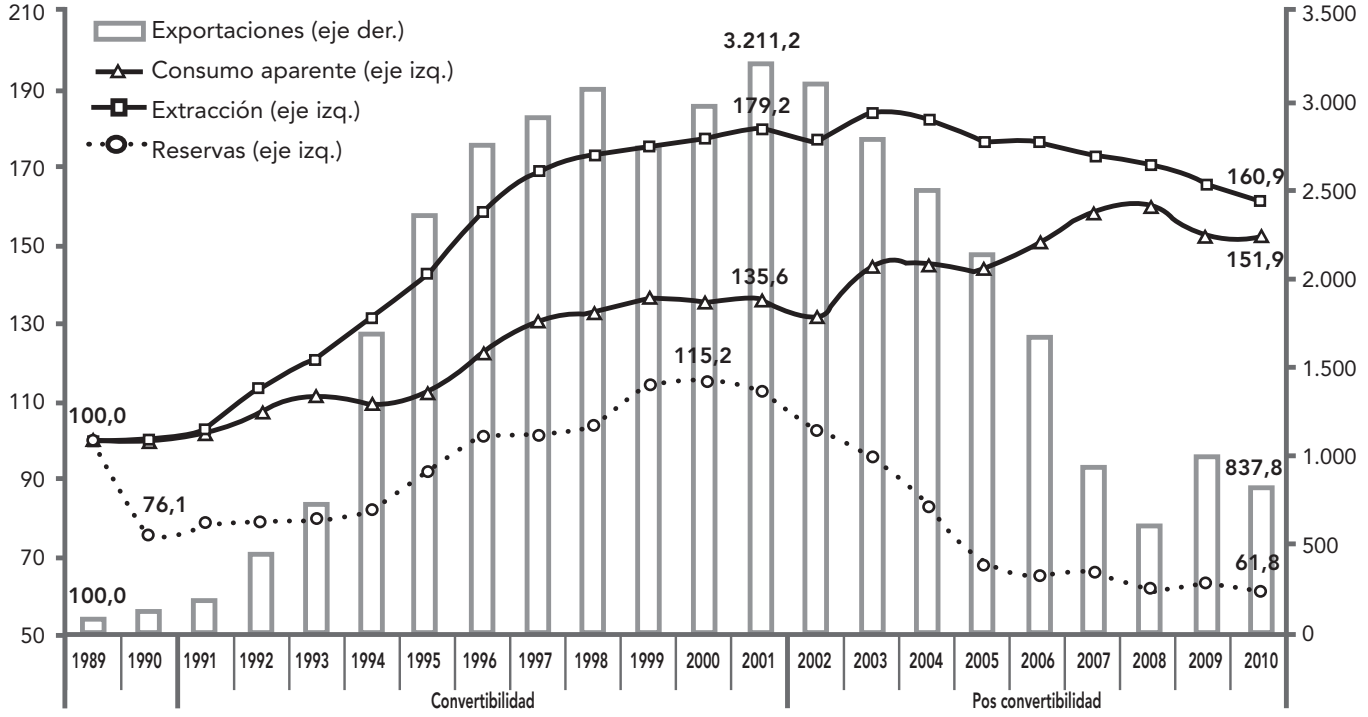
Así, mientras la extracción de petróleo y gas natural[8] se incrementó, entre 1989 y 2001, un 79,2% y el consumo doméstico creció apenas el 35,6%, las exportaciones de ambos recursos tuvieron un alza del 3.211,2%. El cambio en la concepción de los hidrocarburos, tendiente a relegar su carácter estratégico y enarbolar su supuesta "cualidad" de *commodity*, posibilitó que el comercio internacional motorizara los incrementos de la explotación. Este impulso de las ventas externas provocó que el coeficiente de exportación pasara de representar el 1,4% de la producción en 1989 al 24,8% en 2001. Si bien durante la posconvertibilidad (desde 2002) se redujo el saldo exportable, vale resaltar que se mantuvo en valores considerables (en promedio, del 15,0% de la producción), máxime con el escaso horizonte de reservas del país, en torno de los ocho años)[9].

7. Tal como señalaba la empresa en sus balances: "Las inversiones de capital (incluyendo exploración) sobre base consolidada presupuestadas para 1996, ascienden a $1.861 millones, en comparación con $2.440 millones invertidos en 1995. Las inversiones en exploración y producción se centralizarán en los yacimientos con reservas comprobadas, que se puedan desarrollar y poner en producción rápidamente. En la República Argentina, YPF continuará con el desarrollo de oportunidades de recuperación secundaria de bajo riesgo y alta rentabilidad" (YPF, Memoria y Balance General: Buenos Aires, 1996, p. 44).

8. Para realizar el cálculo se llevó ambos hidrocarburos a barriles equivalentes de petróleo para homogeneizarlos.

9. Resulta necesario marcar ciertas diferencias (secundarias, dado que la dinámica es similar) en torno al gas natural y petróleo. En primer lugar, dado que no existían gasoductos de exportación, las exportaciones de gas natural comenzaron recién en 1997. En segundo, mientras que el consumo interno de petróleo, entre 1989 y 2010 creció un 15,0%, el de gas natural se incrementó un 90,2% producto de la persistente "gasificación" de la matriz energética. Finalmente, en cuanto a las reservas se observa que las de petróleo alcanzaron un crecimiento máximo de 41,7% entre 1989 y 1999, mientas que las de gas natural tuvieron un auge de 4,5% hasta 2000. Luego de ese valor, ambas evolucionaron a la baja.

Gráfico N° 2. Evolución de las exportaciones, la extracción, el consumo interno y las reservas de petróleo y gas natural, 1989-2010 (número índice 1989=100)



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaria de Energía.

De acuerdo con los datos aportados, luego de alcanzar el máximo en 2003, se inició un proceso de persistente descenso en los volúmenes extraídos producto de que la falta de inversiones de riesgo generó que no se incorporaran reservas de magnitud (sino, incluso, que se reduzcan) y con ello, una maduración de los pozos existentes con una fuerte caída de la productividad. Así, en el marco de la importante reactivación económica luego de la crisis terminal de la convertibilidad, el país incrementó notablemente el consumo de energía y necesitó satisfacer parte creciente de la demanda con importaciones, lo que generó que en 2011 la balanza energética, después de 21 años, fuera deficitaria en casi 3.000 millones de dólares. Ello, dado que ante la ausencia de cambios normativos durante la posconvertibilidad, las firmas profundizaron la estrategia desplegada a partir de la desregulación del mercado, que terminó llevando a una fuerte crisis sectorial.

En efecto, esta estrategia de sobreexplotación de los pozos desplegada por las empresas del sector, con el objetivo de "monetizar" con celeridad las reservas exportando el recurso, generó que, al no corresponderse con equivalentes inversiones en exploración, la evolución de las reservas no tuviera el desempeño proclamado. Al analizar su comportamiento se advierte que, luego de un brusco descenso en 1990 fruto de la revaluación realizada por la consultora internacional *Gaffney, Cline & Associates*, que redujo a*d-ho*c la estimación un 23,9%, las reservas se incrementaron hasta 2000. Tras alcanzar en ese año un valor 15,2% superior al de 1989, iniciaron un marcado descenso hasta terminar en 2010 un 38,2% por debajo del año base.

Como sostienen especialistas, el crecimiento inicial de las reservas estuvo asociado, fundamentalmente, al mejoramiento en el gerenciamiento de los reservorios y el acrecentamiento del "factor de recuperación" debido a la emergencia de mejores tecnologías. De esta manera, este mejoramiento permitió acceder, dentro de yacimientos que se encontraban en producción, a recursos que hasta entonces no podían extraerse, lo que posibilitó acrecentar la magnitud de las reservas. No obstante, si bien estos factores permitieron un inicial incremento de los *stocks* de reservas, la fuerte disminución en la inversión de riesgo en pozos de exploración (desde 1997), redundó en una posterior caída de los recursos certificados y de la producción.

Así, a diferencia de lo que se pregonaba, el sector privado, no dinamizó la actividad en función de garantizar una explotación racional en términos intergeneracionales en tanto que se centró en redu-

cir los costos con la finalidad de acrecentar la rentabilidad, aun a costa de comprometer la extracción futura.

Vale concentrarse momentáneamente en las reservas de gas natural, en la medida en que este combustible explica el 52% del consumo de energía del país. Aquí, la dinámica es aún peor dado que las caídas son considerablemente superiores. En efecto, las primeras seis compañías con mayores reducciones de reservas son Tecpetrol S.A. (-87,0%), Pluspetrol (-78,1%), Petrobras (-69,1%), Repsol-YPF (-66,1%) y Pan American (-17,8%). Asimismo, el resto de las firmas que no se encuentran entre las mencionadas redujeron sus recursos un 56,1%, lo que impactó en un descenso del 55,6% considerando el agregado nacional.

Al igual que lo señalado respecto del declive de la extracción, existen diversas hipótesis que pretenden explicar el origen de la contracción originada hacia finales de la convertibilidad que cobró mayor impulso en la posconvertibilidad. Según sostiene Fanelli:

> "Las medidas que llevaron al incremento de las importaciones de energía y la caída de las exportaciones fueron el resultado de dos hechos. Las políticas de redistribución implementadas a través de los subsidios al consumo y la falta de seguridad jurídica por la ausencia de un marco normativo transparente y estable, que desanimó la inversión en el sector y llevó, en definitiva, a un creciente desbalance comercial energético y de la relación entre producción y reservas comprobadas" (Fanelli, 2011: 56).

Desde la perspectiva de este autor, el cambio en las "reglas de juego" con posterioridad a 2002 y la distorsión del mercado a través de la implementación de subsidios cruzados y derechos de exportación fueron los elementos centrales que generaron el "desbalance" y la consecuente caída de la extracción y las reservas hidrocarburíferas[10]. Dentro del sector, existieron diversos cuestionamientos respecto de las medidas aplicadas en 2002[11], en tanto que, según afirmaban, generarían mayores perjuicios (Vicente, 2002; García, 2003; entre otros). Una de las declaraciones que sintetiza dicha postura fue la del presidente de Pionner Natural Resources Argentina S.A., Güimar Vaca Coca, quien expresó: "Quizás no se comprenda que la industria petrolera es más útil y puede ayudar más al país siendo libre que restringida con retenciones, precios y limitaciones que impiden su accionar pleno" (Vaca Coca, 2002: 58).

Sin embargo, la información disponible permite advertir que el inicio de la declinación de las reservas es previo a la devaluación y las políticas posteriormente aplicadas, por lo que el origen del problema no parece ser el indicado por los interlocutores mencionados. En realidad, el descenso no responde a cuestiones coyunturales sino a factores estructurales de la dinámica adoptada por el sector luego de la desregulación del mercado y la enajenación de la petrolera estatal.

El marcado aumento de las reservas de petróleo (95,6%), entre 1990 y 1999 y de gas natural (34,3%) entre la fecha inicial y el 2000, se corresponde, en menor medida, con el inicial incremento de los pozos de exploración que aumentaron hasta 1995 (Gráfico N° 1). Efectivamente, el crecimiento está asociado, fundamentalmente, por un lado, al "blanqueo" de reservas que habían sido reducidas con la revaluación realizada con la consultora Gaffney, Cline & Associates[12] y, por el otro, al mencionado mejoramiento en el gerenciamiento de los reservorios y el acrecentamiento del "factor de recuperación" de las reservas debido a la emergencia de mejores tecnologías. De esta manera, el mejoramiento de las técnicas y la tecnología permitió acceder, dentro de yacimientos que se encontraban en producción, a recursos que hasta entonces no

10. En esta línea también se ubica Navajas quien afirma que "la función de reacción de la política pública en los años 2000 —cuando ya se vislumbraba claramente este problema— actuó, por una serie de circunstancias, en sentido contrario a lo que las circunstancias exigían, en particular eliminando o distorsionando las señales de precios que se necesitaban" (Navajas, 2011: 88).

11. Se alude a la "pesificación" de los precios de gas natural y la implementación de los derechos de exportación para el petróleo (originariamente del 20%).

12. Al respecto, vale recordar lo señalado en la cita 9. Asimismo, si se toma como año de comparación 1989, año previo a la auditoría externa, se advierte que el crecimiento desarrollado durante el período no fue tan importante. Entre 1989 y los años de mayores stocks de reservas, la expansión fue del 41,7% en petróleo (1999) y 4,5% en gas natural (2000), considerablemente inferiores a los expresados, elemento que permite advertir un incremento más modesto.

podían extraerse, lo que posibilitó acrecentar la magnitud de las reservas[13]. Dado que Argentina tenía un factor de recuperación del 19%, cuando la media internacional se encontraba en el 30% (Galacho, 1992), es dable sostener que gran parte de estos aumentos se debieron a este elemento. Si bien estos factores permitieron un inicial incremento de los *stocks* de reservas, el posterior descenso desde 1997 en los niveles de inversión de riesgo, redundó en una consecuente caída de los recursos certificados que implicó, entre 1999 y 2010, una merma del 31,6% y 55,6% en petróleo y gas natural, respectivamente. Como se señaló, a diferencia de lo que se pregonaba, el sector privado no dinamizó la actividad en función de garantizar una explotación racional en términos intergeneracionales.

La reducción del riesgo por parte de las empresas se puede apreciar de diversas formas. Por una parte, ateniéndose a la decisión desarrollada por la principal firma del mercado, la ex petrolera estatal, que desde 1994 figura en sus balances la necesidad de reducir el riesgo para aumentar su rentabilidad. Por la otra, desde un plano más agregado, las inversiones en áreas de escaso riesgo minero se expresa incluso en la decisión asumida por las firmas de realizar la casi totalidad de pozos de exploración en las cinco cuencas tradicionales y maduras.

Asimismo, también se aprecia al analizar la cantidad de reservas incorporadas entre 1990 y 2004 en campos descubiertos antes de 1990 y luego de ese año. La evidencia disponible permite afirmar que el crecimiento de reservas en Argentina en el período 1990-2001, para el caso del petróleo, responde en un 75,6% a recursos certificados en campos descubiertos antes de 1990, esto es, las áreas de "bajo riesgo" desarrollados por YPF S.E.; mientras que las descubiertas luego de esa fecha aportaron el 24,4% restante.

Por otro lado, respecto a las reservas incorporadas de gas natural, los datos disponibles expresan que la contribución al crecimiento responde en un 63,0% a las áreas descubiertas antes de 1990, mientras que el 37,0% a las desarrolladas luego de la esa fecha. No obstante, es necesario aclarar que durante el período, el 73,4% de las reservas de gas natural existentes (sin restringir el estudio únicamente a las incorporadas) respondieron a zonas descubiertas antes de 1990 (ya sea porque eran recursos certificados heredados de YPF S.E. o porque se incorporaron en áreas descubiertas antes de 1990) y las nuevas de áreas desarrolladas luego de 1990, significaron el 26,6%.

Esta información permite explicar por qué en un contexto de fuerte expansión de la explotación de ambos recursos y marcada caída de la inversión de riesgo desde mediados de la década, las reservas pudieron expandirse. Tal como sostiene el geólogo Carlos Cruz (2005), jefe del grupo de evaluación de riesgo y reservas de Pluspetrol S.A., al analizar la evolución de las reservas hasta 2004:

> "Considero que el incremento notable de reservas que se dio en los '90, en general, se debió a la aplicación de nuevos desarrollos tecnológicos, mejora del factor de recuperación y optimización en el manejo de reservorios. (…) Esto se puede ver claramente en estas curvas de evolución de reservas de los últimos quince años, donde la adición de reservas por descubrimientos de nuevos campos no impacta de la misma manera que la incorporación sobre campos ya descubiertos. Fue la utilización de tecnología y la mejora en el factor de recuperación lo que atemperó y destaco, atemperó, la caída de reservas" (Cruz, 2005: 14)

En base a la información estadística analizada es dable sostener que esta tendencia se profundizó luego de 2004, año en el que finaliza el estudio de Cruz, debido a la mayor contracción de las inversiones. De este modo, la articulación de la información de los pozos de exploración con esta última declaración, permite reafirmar que el inicial incremento de reservas hasta finales de la década de 1990 no se debió a fuertes inversiones de riesgo como se sostenía que sucedería sino, principalmente, a aportes de nueva tecnología y reordenamiento del "gerenciamiento" de los campos —además del

13. Como sostiene Mirta Galacho: "El Gerenciamiento de Reservorios tiene como objetivo incrementar las reservas por incremento del factor de recuperación de los recursos. El aumento de los coeficientes de recuperación implicará (…) aplicar nuevas tecnologías de explotación. Sin embargo en muchos casos sólo con aplicar más eficientemente las mismas tecnologías, se aumentarán sustancialmente esos factores. (…) Cada incremento del 1% en el factor de recuperación incorporará aproximadamente 55 millones de m3 de petróleo" (Galacho, 1992: 22).

"blanqueo" de reservas—. Esta falta de incorporación de "nuevo" petróleo y gas natural —dado que se explora en las cuencas históricas de YPF S.E.— y el fuerte incremento de la extracción, generaron el actual agotamiento o "maduración" de los yacimientos, con la consecuente caída de la productividad y niveles de extracción (Barrera, 2012a). En esta línea, desde otro marco teórico, Scheimberg, expresó: "En términos de los resultados alcanzados en los noventa el cambio en la organización ha probado ser eficiente en relación a la maximización de la renta petrolera de corto plazo pero ha dado muestras de una insuficiente actividad exploratoria asociada a la sustentabilidad de largo plazo" (Scheimberg, 2005: 7).

Conforme esto, se puede advertir que la estrategia aplicada por el oligopolio petrolero consistió en la sobreexplotación de los yacimientos junto con su subexploración, con el objetivo de maximizar el lucro privado con la finalidad de generar fuertes saldos exportables. En este sentido, no parece que la libertad de mercado con precios plenos de la década de 1990 haya favorecido una explotación racional del recurso, pensado desde una perspectiva intergeneracional. Todo lo contrario, la falta de regulaciones y la ausencia de obligaciones para reinvertir en el sector redundaron en la actual caída de reserva con el consecuente compromiso hacia el futuro. De allí que, de un horizonte de reservas en 1988 de 34 años en gas natural y 14 en petróleo, en la actualidad los guarismos son de 7 y 9, respectivamente.

Asumiendo que es un escenario contrafáctico, basándose en la experiencia del decenio de 1990, en los cuales las empresas operaron con total libertad de mercado (con captación plena de precios) y no aumentaron las inversiones de riesgo (sino que las disminuyeron), nada hace suponer que otorgarle mayores beneficios en la actualidad redunde en incrementos de inversión —principalmente de riesgo— en el mercado doméstico y no en la ampliación de los márgenes de ganancia. De hecho, en 2006 se sancionó la Ley N° 26.154 que establecía un régimen de promoción para aquellos que realizaran inversiones en exploración, a partir de lo cual recibían beneficios impositivos (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada del impuesto a las ganancias, reducción de la base de imposición de la ganancia mínima presunta y eliminación de derechos de importación para bienes de capital o partes que no se producen localmente). No obstante, en base a la evidencia empírica disponible, se puede apreciar que tuvo escaso o nulo impacto después de casi seis años de implementada. En lo sustancial, dado que las principales empresas del sector son transnacionales y operan en mercados globalizados, no es dable afirmar que la eliminación de las incipientes regulaciones de precios se traduzca en que los mayores beneficios obtenidos se reinviertan localmente, en vez de que sean destinados a mercados con menores costos de explotación.

3. La expansión de la generación de electricidad luego de las reformas: la consolidación de un esquema insustentable

En el ámbito del segmento de la generación de electricidad, la eliminación del Estado en su carácter de regulador, planificador y productor, generó un esquema de inversiones diagramado por el sector privado que tendió a centrarse en aquellos bienes que permitieran un rápido retorno de la inversión con altas tasas de rentabilidad. En este marco, además de implementarse el esquema privatizador señalado en el inicio del artículo, se relegaron las grandes obras hidroeléctricas y de centrales nucleares que desde finales de la década de 1960 se estaban diagramando, en la medida en que se necesitaban ingentes montos para financiarlas, y el período de maduración de las obras era más prolongado. Así, en la década de 1990 se suspendió el programa nuclear y se terminaron las represas que estaban en proceso de finalización, sin que se diseñaran y/o ejecutaran otras obras de este tipo. Únicamente, se culminaron las obras que desde la década previa se estaban realizando en torno de la central Piedra del Águila y el paulatino ingreso de las turbinas de Yaciretá (la cual culminó la obra del diseño original recién en 2011.

Así, el capital privado amplió la potencia instalada en generación de electricidad en centrales térmicas que funcionan con combustibles fósiles, principalmente las denominadas "ciclo combinado". Además de los motivos de períodos de maduración de obras y consecuentemente rápido retorno de la inversión, otro elemento que coadyuvó a la profundización de estas inversiones en generación de electricidad es que muchos de los actores que

operaron en el segmento de extracción de gas natural y petróleo se integraron verticalmente en la cadena de producción y adquirieron centrales térmicas que operaban con bajos costos a partir de que poseían el insumo[14]. Naturalmente, esta nueva dinámica consolidó la dependencia en la generación de electricidad a través de los hidrocarburos, pero principalmente hacia el gas natural.

Tal como se advierte en el Gráfico N° 3, las fuentes energéticas que entre 1991 y 2001 mayor contribución generaron en términos de potencia instalada, fueron las centrales de ciclo combinado (65,0%) y las turbinas de gas (16,4%), reduciéndose los motores diesel dado que tienen un menor grado de eficiencia y utilizan un combustible más costos. Por su parte, la sola puesta en funcionamiento de las centrales hidroeléctricas que se habían iniciado en la década de 1980, generó que contribuyeran con casi un tercio del total de la potencia instalada.

El quiebre del modelo de convertibilidad y el inicio de una nueva etapa con elevadas tasas de crecimiento, traccionaron un importante aumento del consumo de energía, en general, y de electricidad, en particular. En este contexto, el modelo energético neoliberal comenzó a mostrar sus falencias dado que la expansión del consumo de gas natural de hogares, comercios e industrias y del sistema de generación de electricidad ("gasificado") convergió con la etapa profundización del declive de la actividad hidrocarburífera que ya daba señales de agotamiento (producto de las escasas inversiones realizadas) hacia 1999. Asimismo, ante la necesidad de abastecer la creciente demanda eléctrica y producto de la demora en la implementación de un plan de diversificación de la matriz energética, durante la década de 2000 el aumento de la potencia instalada de generación de electricidad tuvo nuevamente a los hidrocarburos como componente nodal. En efecto, el Gráfico N° 3 permite apreciar que el 91,1% de la capacidad de generación tuvo como fuente a los recursos fósiles (56,7% ciclo combinado, 17,9% motores diesel y 16,4% turbina a gas). Si bien esto permitió acompañar la creciente demanda de electricidad, consolidó notablemente la dependencia hacia estos combustibles.

En este marco de escasez de oferta hidrocarburífera en el mercado interno por la estrategia de sobreexplotación (con la finalidad de volcar el recurso al mercado externo) y subexploración, desplegada por el sector privado, el gobierno decidió cubrir el faltante con importaciones de combustibles. Así, lejos de generar una ruptura con la arquitectura legal de los noventa que permitiera un nuevo proceso de regulación integral del sector, posibilitó que se profundizaran los problemas estructurales en la extracción (subexploración, caída de las reservas y de la productividad de los yacimientos, salida de producción de ciertos pozos, etc.) y que, por ende, se agravara aún más el intercambio comercial a través de crecientes importaciones de combustibles que amenazan con generar un "cuello de botella" para la economía en su conjunto. Sólo cuatro combustibles, todos ellos clave para garantizar la generación de electricidad y el consumo industrial y residencial: gasoil, fuel oil, y gas natural licuado y gaseoso, entre 2003 y 2011 pasaran de representar el 17,3% al 80,2% del total de "combustibles y lubricantes importados" y contribuyeron posibilitaron que la balanza comercial energética alcanzara un déficit de 2.784 millones de dólares en 2011.

14. El caso de Petrobras, empresa que adquirió los activos energéticos del grupo local Pérez Companc, permite ejemplificar el mencionado proceso de integración vertical y de afianzamiento oligopólico sobre el "mercado ampliado de la energía". En efecto, en el sector hidrocarburífero —el cual impacta directamente en la matriz primaria y secundaria energética, por ser la fuente principal— la petrolera brasileña tiene una participación del 7% y 10% de la extracción de crudo y gas natural del país, respectivamente; controla de forma indirecta el gasoducto Transportadora de Gas del Sur S.A. (que abastece el 60% del consumo doméstico), y de manera directa Oleoductos del Valle S.A. (el cual traslada el 33% del crudo nacional); dispone, a su vez, del 5% de la destilación del crudo nacional con sus participaciones en las refinerías Dr. Ricardo Eliçabe y Refinor, y, finalmente, tiene injerencia en la comercialización de combustibles a través de las diversas estaciones de servicio de su propiedad. Por su parte, la empresa también opera en el mercado de generación de energía, primero, por medio del control total de las firmas Petrobras Electricidad Argentina, Central Termoeléctrica Genelba e Hidroeléctrica Pichi Picun Leufú, y, segundo, por la participación indirecta en las centrales de ciclo combinado Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. Asimismo, interviene en la comercialización internacional de petróleo y energía a través del control de la compañía World Energy Business S.A. y de los segmentos de transporte, distribución y comercialización de energía producto de su participación en Enecor (Energía de Corrientes) y en Edesur (en el área metropolitana).

4. Conclusiones

Como consecuencia de los desequilibrios estructurales generados con la segmentación del sistema y la estrategia de corto plazo desarrollada por el sector privado, en 2004 emergieron problemas de abastecimiento energético que se intensificaron en los años sucesivos hasta que en 2011 la balanza comercial energética cerró con un déficit de 2.784 millones de dólares. Este proceso fue producto de una insuficiente generación de combustibles[15] para abastecer a las generadoras como consecuencia de: a) el importante crecimiento del PIB; b) la persistente caída de la productividad y de la extracción de petróleo (desde 1998) y, principalmente, gas natural (2004); c) el descenso de las reservas hidrocarburíferas; d) la falta de ampliación de la capacidad de las refinerías de petróleo ante la mayor demanda; e) la consolidación de una matriz energética dependiente de los hidrocarburos (particularmente, gas natural) por la fuerte inversión en centrales térmicas a combustible fósil en la década de 1990, aunque también en la de 2000; y f) la demora en la implementación de un plan de diversificación de la matriz energética[16]. La combinación de estos factores redundaron en un sistema energético altamente vulnerable, en tanto que, siguiendo las "señales de precios" —dada la baja cotización del gas natural— los generadores ampliaron la formación de capital en centrales térmicas fósiles, en un contexto de sobreproducción de petróleo y gas natural (para exportar) y de subexploración del territorio que originó un proceso de caída tanto de su producción como en las reservas, generando fuertes desequilibrios estructurales. En la década de 2000, esta dinámica se profundizó dado que desde el Estado, en lugar de modificar la estructura configurada en la década de 1990[17], se procuró resolver dicha escasez a través de crecientes importaciones (Barrera, 2011 y 2013a; Kozulj, 2004). En resumidas cuentas: siguiendo las señales de precios el segmento de exploración y extracción redujo las inversiones en la búsqueda de nuevos recursos mientras que amplió notablemente aquellos destinados a la extracción de petróleo y gas natural, dado que la apertura de la economía y la plena eliminación de las regulaciones existentes hasta finales de la década de 1980, los facultó a exportar los recursos sin autorizaciones. Concomitantemente, la estrategia de corto plazo y maximización de utilidades desarrollada por el sector privado, redundó en una ampliación de las inversiones en la generación de electricidad dependiente de combustibles fósiles sin que, como se señaló, existieran inversiones que permitieran reponer los recursos extraídos. Indudablemente, este esquema generó desequilibrios al perder el carácter sistémico por su falta de sustentabilidad en la medida en que consolida la dependencia hacia un recurso no renovable. En este escenario, la estrategia del gobierno pasó por importar combustible para cubrir la escasez interna, agravando, de este modo, el "frente externo". Esta combinación de elementos generó una matriz desequilibrada y altamente vulnerable que permiten explicar las consecuencias de la actual crisis del modelo energético neoliberal.

15. A diferencia de la crisis energética de fines del decenio de 1980, que afectaba al conjunto de la población con cortes programados, producto del período de sequía y la descapitalización del parque térmico (Pistonesi, 2000); actualmente, si bien existen cortes energéticos en industrias, los principales problemas no redundan en la generación eléctrica sino en la falta de producción de combustibles (dada la caída en la extracción hidrocarburífera y la saturación de las refinerías) que obligan a mayores importaciones.

16. Entre ellas se encuentra la demora en la puesta en funcionamiento de Atucha II que se había programado su inicio de actividades en 2010; como también el retraso en la construcción de las centrales hidroeléctricas en Santa Cruz por problemas financieros, que se realizó la licitación en 2008 con un plan de obra de cuatro años y que volvió a licitarse en 2013. Según el Ministerio de Planificación, estas dos represas le economizarían al país alrededor de 1.200 millones de dólares anuales en ahorro de combustibles importado (MINPLAN, 2013).

17. En el sector hidrocarburífero recién en 2012, con la Ley de Expropiación del 51% de las acciones de YPF y su reglamentación a través del Decreto N° 1.277/12, se modificó estructuralmente el esquema normativo implementado en la década de 1990.

5. BIBLIOGRAFÍA

Barrera, M. (2011). La diversificación de la matriz energética, un debate pendiente. En Revista Voces en el Fénix. Buenos Aires. Año 2. N° 10.

Barrera, M. (2012a). Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF. En Revista Cuadernos del Cendes, Año 29, núm. 80, Venezuela.

Barrera, M. (2012b). El proceso de fragmentación de YPF: rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem. En Realidad Económica, Nº 267, Buenos Aires.

Barrera, M. (2013a). La energía en Argentina. Problemas estructurales y dependencia hidrocarburífera. CTERA (comp.) En Recuperar lo nuestro: Ensayos sobre soberanía energética. Buenos Aires: Ediciones CTERA.

Barrera, M. (2013b). Análisis del proceso de fragmentación y privatización de YPF: un estudio de su transformación y del consecuente impacto en el mercado ampliado de hidrocarburos (1989-2011). Tesis de doctorado. FLACSO: Buenos Aires.

Barrera, M. (2013c). Desregulación y ganancias extraordinarias en el sector hidrocarburífero argentino. En Revista Política y Cultura, Nº 40, México.

Barrera, M. (2013d). La "desregulación" del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina, en Basualdo, F., Barrera, M. y Basualdo, E.: Las producciones primarias en la Argentina reciente. Minería, petróleo y agro pampeano. Buenos Aires: Cara o Ceca.

Barrera, M. (prensa). La renta petrolera en Argentina: un análisis de las últimas dos décadas. Ensayos de Economía. Universidad Nacional de Colombia. N° 42. Medellín.

Basualdo, E. (2006). Estudios de historia económica argentina: desde mediados del siglo veinte a la actualidad. Buenos Aires: Siglo XXI.

Bouille, D. (2004). Economía de la Energía. San Carlos de Bariloche: Fundación Bariloche.

Díaz de Hassan, G. y Pistonesi, H. (1988). Análisis y modelización del abastecimiento energético. San Carlos de Bariloche: IDEE-1988/18.

Estenssoro, José (1994). "La industria del petróleo y el gas en la Argentina". Boletín de Informaciones Petroleras. Buenos Aires.

Fanelli, J. (2011). Recursos naturales: ¿Bendición o maldición? Sobre la experiencia argentina en los 2000. En Boletín Informativo de Techint. N° 336. Septiembre-diciembre 2011.

Fernández Franzini, A. (2004) La privatización de los servicios públicos en Argentina. El caso de los segmentos gas natural, eléctrico y ferrocarriles. Buenos Aires: IDICSO.

Kozulj, R. (2004). Escenarios Energéticos de la Industria Energética en Argentina: Un análisis con posterioridad a la crisis de abastecimiento del Gas Natural. CEPAL: Santiago de Chile.

MINPLAN (2013). Aprovechamientos hidroeléctricos del río Santa Cruz. Represas Pte. Néstor Kirchner y Gob. Jorge Cepernic.

Montamat, D. (2007). La energía argentina: otra víctima del desarrollo ausente. Caminos de la Argentina. Buenos Aires: Ed. El Ateneo.

Navajas, F. (2011). Energía, maldición de recursos y enfermedad holandesa. En Boletín Informativo de Techint. N° 336.

Novara, J. (1997). Precios Internos y de Exportación de Gas Natural y GLP ¿Diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno? Serie: Trabajos de Investigación. IERAL. Córdoba. N° 5. Septiembre.

OLADE (2003). Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile: OLADE, CEPAL y GTZ.

Pistonesi, H. (2000). Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina. Santiago de Chile: CEPAL.

Vaca Coca, G. (2002). Las empresas frente a la crisis. En Revista Petrotecnia. Buenos Aires. Año 43. Diciembre.

Crisis del "modelo energético" neoliberal
HACIA UN MODELO DE ENERGÍA SOCIAL