

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial

Del viernes 27 de julio al 1 de agosto de 2007

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

China se rodea de empresas extranjeras para desarrollar su propia tecnología nuclear	2
Análisis: Uranio kazajo ¿soporte comercial de Westinghouse?	6
Revival nuclear: La industria nuclear estadounidense y los <i>loan guarantees</i>	8
✓ <i>Electricité de France y Constellation Energy Group construirán y operarán reactores en EE.UU.</i>	10
Geopolítica: ¿Las reformas de energía en Europa son para Gazprom?	11
Las necesidades chilenas dan un nuevo impulso de integración energética	13
✓ <i>Inversiones energéticas por 267 mil millones de dólares en América Latina</i>	14
Innovación: Un pulmón artificial para capturar CO2	15
✓ <i>El “principio de realidad” de las empresas eléctricas sobre el calentamiento global</i>	16
Análisis: Guerra entre las constructoras brasileñas por el proyecto de Río Madeira	17
✓ <i>Río Madeira, pieza clave del sistema eléctrico brasileño en la futura oferta de energía</i>	19
Cifras y Notas del Sector	22

Enfoque: China se rodea de empresas extranjeras para desarrollar su propia tecnología nuclear

China suscribió con Westinghouse Electric un contrato de 8 billones para la construcción de cuatro reactores nucleares. El programa nuclear chino pretende construir 30 nuevos reactores en los próximos 15 años, con ayuda extranjera, y desarrollar su propia para reducir la dependencia del país en relación al carbón y al petróleo, sus dos principales en la matriz energética¹. Los chinos estiman que tendrán que duplicar su capacidad de producción de energía cada diez años, para acompañar el aumento de la demanda. El primer reactor nuclear chino fue puesto en servicio hace 16 años. Actualmente, su capacidad instalada es la segunda mayor del mundo, con 385 gigawatts –la mayor capacidad está hoy en Estados Unidos. Sólo un 2% de la energía china procede de los diez reactores que están en operaciones en el país. Todos están en áreas costeras, con buen acceso de agua y cerca de los *heartlands* de fabricación².

Hasta 2050, China planea tener 150 gigawatts producidos por reactores nucleares, el equivalente a 150 reactores. “*Los contratos definitivos suscritos llevará a la primera exportación de tecnología nuclear avanzada americana a China*”, dijo el CEO de Westinghouse, Steve Tritch, en Pekín³. La construcción debe comenzar en 2009, con el primer reactor entrado en operación en 2013, los otros tres deberán comenzar a funcionar en los dos años siguientes. Cada reactor tendrá la capacidad de generación de 1,1 gigawatt. Según Westinghouse, la tecnología de esos reactores es la misma usada en cerca de la mitad de las fábricas nucleares en operación en el mundo.

Dos de estos reactores nucleares serán fabricados en la provincia de Shangdong, con China Power Investment Corp. (CPIC) y los otros dos en la provincia de Zhejiang, con China National Nuclear Corp. (CNNC). CPIC es la casa madre de China Power International Development, que cotiza en la bolsa de Hong Kong.

La empresa con sede en Estados Unidos pero controlada por la japonesa Toshiba no dio detalles sobre los términos financieros. Dijo sólo que el contrato significaría 5 mil nuevos empleos en Estados Unidos⁴. Ese es un de los aspectos importante del acuerdo, la generación de empleos en Estados Unidos, en un momento en que Pekín sufre presiones de Washington para permitir la valorización de su moneda, el yuan, y para reducir su superávit comercial. Políticos y empresarios americanos dicen que la subvalorización de la moneda china crearía una ventaja artificial para los productos del país y sería una de las causas de la pérdida de empleos en territorio americano. China Daily subraya: “*es de esperar que el contrato cree miles de empleos americanos y aporte a la corrección del enorme desequilibrio en el comercio bilateral*”.

La tecnología de tercera generación de energía nuclear AP1000 que China introduce de Westinghouse tiene un diseño peculiar en el sistema de seguridad. A diferencia de la tecnología anterior, esta tecnología simplifica en gran medida las instalaciones de sistemas, reduce la posibilidad de accidentes y del deterioro del core de reactores, y eleva la seguridad y la confiabilidad del funcionamiento de las centrales nucleares. El proyecto firmado incluye el diseño de las islas nucleares de 4 equipos de 1 millones de kilovattios en Haiyang de Shangdong y Zhejiang, la compra de las instalaciones principales del proyecto, y la transferencia de la tecnología AP1000.

Westinghouse no es el único beneficiario del acuerdo. En un editorial, China Daily⁵ sostiene que la industria nuclear estadounidense se beneficiará por el acuerdo. Como algunos en la administración Bush observaron el acuerdo preparará el terreno para su codiciado renacimiento. No asombra que el secretario de energía estadounidense Samuel W. Bodman dijera: “*fue el día más apasionante de la historia de la industria nuclear estadounidense*”.

¹ The Hindu, “*Westinghouse to build four nuke power plants in China*”, (25/7)

² NEWS.com.au, “*China signs \$9bn nuke deal*”, (25/7)

³ China Daily, “*Westinghouse signs nuclear plant deals with China*”, (24/7)

⁴ The Wall Street Journal, “*Westinghouse Seals China Deal*”, (25/7)

⁵ China Daily, “*An 'all-win' deal*”, (25/7)

cuando se firmó el memorandum of understanding en Beijing". It is good for Westinghouse, las industrias nucleares chinas y americanas y todo el pensamiento pragmático estadounidense. "Las firmas americanas tienen una buena posibilidad de obtener una parte decente de la gran torta, pues ellos tienen tecnologías que encajan con las necesidades chinas".

Autorizada por el Consejo de Estado, la Compañía Nacional de Tecnología de Energía Nuclear de China firmó el contrato a nombre del país para introducir la tecnología de tercera generación, y a través de ello y la innovación, para el desarrollo de la tecnología autónoma en la asimilación, transferencia, aplicación y ampliación de esta tecnología. Actualmente el continente chino tiene 10 equipos de energía nuclear en 6 centrales. Son centrales de primera, segunda y tercera fases de Qinshang, Da Yawan, Aoling, y Tienwan con una capacidad total de 8 millones de kilovatios. Hasta 2020 China tendrá equipos para generar 40 millones de kilovatios a lo largo del todo el país. Instalaciones de 18 millones de kilovatios están en construcción. La capacidad de las instalaciones de energía nuclear representará el 4% de la generación eléctrica del país.

Hace unos meses Ouyang Yu, miembro de la Academia de Ciencias de China y diseñador del primer reactor nuclear chino, aseguraba que China va a desarrollar su propia tecnología de reactores nucleares de tercera generación más seguros y más económicos que la segunda generación pero sin cambios tecnológicos⁶. Progresivamente va a desprenderse de su dependencia de las tecnologías importadas con el fin de que los futuros reactores de tercera generación sean desarrollados según tecnologías exclusivamente chinas para 2020, y constituirse así en un parque de una capacidad de 40 Gigawatts.



Fuente: The Wall Street Journal

Además del contrato con Westinghouse, Pekín hizo discretamente pre-acuerdos con la estatal francesa Areva para la construcción de otros dos reactores, en el sur del país, en un contrato preliminar que llega a 5 mil millones de dólares. La central de Yangjiang será el contrato más importante firmado por la empresa francesa, el líder mundial del nuclear, desde su creación en 2001. Un EPR (European pressurized water reactor) -edificio, islote nuclear, turbina convencional- cuesta más de 3 mil millones de euros. Aunque los medios franceses ignoran la importancia de la transferencia de tecnologías.

⁶ Xinhua, «China's nuclear industry seeks self-reliance», (24/4)

A principios de febrero, las francesas Areva y EDF ya estaban "en discusiones avanzadas" con los socios chinos. La firma tropezaba con el contenido de la colaboración industrial, Areva deseaba abastecer de unidades "clés en main" (llaves en mano) y la eléctrica china prefería que el grupo francés intervenga como simple abastecedor.

"Recordemos que Areva es el único capaz de entregar un reactor de tercera generación operacional y no un simple proyecto de papel como el AP 1000 del contrincante americano", explicó Patrice Lambert-de-Diesbach, de CM-CIC Securities. "Cuando la integración es vertical es fundamental", ya que el gigante francés es el único actor mundial capaz de asegurar el servicio en el conjunto del ciclo, desde la entrega de uranio hasta la recuperación".

Si algunos especialistas evocan un "lot de consolation" (premio consuelo), es porque en diciembre pasado, las autoridades chinas prefirieron retener a la americana Westinghouse, para construir las 4 centrales⁷. Según fuentes industriales, la elección se la llevó la empresa rival de Areva porque concedió una transferencia consecuente de tecnología a Pekín para su futuro reactor AP 1000. Areva, por su parte, no habría querido transigir en ese punto. Los buenos conocedores del dossier no están verdaderamente sorprendidos.

Las autoridades chinas insistieron para que hubiera una transferencia de tecnología y que una parte amplia de las instalaciones (hasta el 70%) sea de fabricación china⁸. El diario francés Liberation llama a la "nucléocratie française" a tener memoria y soslaya que el contrato de Areva con los chinos nunca hubiera tenido lugar sin Jacques Chirac (anterior presidente del gobierno francés). Porque para comprender este resurgimiento hay que volver, por lo menos, a octubre de 2006. Cuando Jacques Chirac desembarcó en China en visita oficial, nadie hizo mucho por la ilusión de las chances de Areva de recobrar su retraso. Entonces Chirac propuso a Pekín otro acuerdo, resumido así: "Ustedes nos dicen que les interesa una colaboración global con Francia en el campo nuclear, contrato que incluye la fabricación del combustible y su recuperación. De acuerdo, pero para eso, hay que comprar nuestro EPR". Dos meses más tarde, cuando Pekín anuncia como estaba previsto que Westinghouse consiguiera la licitación, muchos observadores concluyeron que la apuesta de Chirac había fracasado.

Más aún cuando los chinos habían sido muy claros: habrá sólo una tecnología nuclear para la tercera generación que será luego desarrollada en toda China. Entonces ningún premio consuelo para Areva. Algunas semanas después de la victoria americana, Pekín le envió señales a Areva para negociar la venta de dos EPR a la eléctrica China Guangdong -Nuclear Power Corporation en el marco de la colaboración global evocada por Jacques Chirac. Pues además de ambas centrales, Areva debería abastecer el uranio, su enriquecimiento y probablemente, en una segunda etapa, asegurar la recuperación del combustible usado. Seis meses más tarde, Areva vuelve por la "fenêtre" (ventana) con el contrato del siglo.

China está también en negociaciones con Rusia para la posible construcción de una fábrica por AtomStroyExport. "Grandes negocios de las centrales nucleares tienen más elementos políticos que económicos", dijo un especialista destacado de la industria china⁹.

Esos negocios colocan a China en la línea de frente de la tendencia global de aumentar el uso de la energía atómica, considerada por muchos países como la solución más limpia y barata. Sin embargo, temores en cuanto a la seguridad de la producción de energía nuclear reaparecieron después que un terremoto alcanzó Japón la semana pasada, cuando una fuga de agua contaminada con radioactividad de la mayor fábrica nuclear del mundo. Aún así, las autoridades chinas consideran una prioridad el desarrollo de un reactor nuclear con tecnología nacional, que podría ser usado como producto de exportación- lo que viene creando temores en los países occidentales.

⁷ Le journal du dimanche en ligne, « La Chine nucléaire rappelle Areva », (26/7)

⁸ Liberation, « Le retour gagnant du nucléaire français en Chine », (27/7)

⁹ International Herald Tribune, « Westinghouse signs deal to build 4 nuclear reactors in eastern China », (25/7)

En mayo, se estableció que las empresas locales y extranjeras pueden invertir dinero en proyectos de generación de energía nuclear en China, pero no pueden tener una participación mayoritaria¹⁰. Wang Yiren, jefe del departamento de ingeniería del State Commission of Science and Technology for National Defense Industry dijo que China piensa abrir el sector de combustible nuclear a los inversores extranjeros. La ley de energía nuclear preliminar del país está siendo revisada, añadió Wang.

El gobierno chino tiene controles estrictos en la prospección de minerales de uranio y de minería, pero permite a los expertos extranjeros asistir a las autoridades geológicas chinas en sus esfuerzos de prospección. Wang notó que el uranio fue distribuido principalmente en dos enormes zonas con grandes potencialidades para encontrar uranio.

China tiene actualmente más de 300 instituciones de investigación y firmas de producción dedicadas a la empleo de tecnología nuclear, cerca de 50.000 personas.

El AP1000 es atractivo porque:

-El más seguro, el más avanzado, la central nuclear actualmente disponible en el mercado mundial.

-Basado en la tecnología de Westinghouse de pressurized water reactor (PWR) que alcanza más de 2.500 reactores al año de *successful operation*.

-Un diseño de 1.100 MW es ideal para proporcionar la capacidad de generación "*baseload*" (carga base).

-Modular en el diseño, promoviendo la estandarización lista y la alta calidad de construcción.

-Económico de construir y mantener (menos concreto y acero y menos componentes y sistemas para instalar, inspeccionar y mantener)

-Diseñado para promover la facilidad de operación (destacando la instrumentación más avanzada y el control en la industria)¹¹.

-El diseño del AP 1000 fue seleccionado por las utilities en Estados Unidos para usar en la posible construcción de 12 nuevas centrales nucleares en los próximos 12 años.

Análisis: Uranio kazajo ¿soporte comercial de Westinghouse?

¹⁰ China Daily, "Nuclear power industry opens to private, foreign investors", (31/5)

¹¹ CNNMoney, "Westinghouse, Shaw Group Sign Landmark Contracts to Provide Four AP1000 Nuclear Power Plants in China", (25/7)

Kazajstán está negociando la compra de una participación del 10% en Westinghouse, la rival más importante para el nuevo grupo ruso Atomenergoprom que debe integrar a las empresas rusas de la industria nuclear. La tecnología estadounidense permitiría a la parte kazaja cesar desde 2014 el suministro del uranio natural a otros países, incluida Rusia, y sustituirlos con la exportación de un producto de alto valor agregado: el combustible nuclear elaborado a partir de los estándares occidentales¹².

Las negociaciones se están celebrando entre la corporación pública kazaja Kazatomprom y la japonesa Toshiba, actual accionista de Westinghouse. Según la prensa nipona, Kazajstán aspira a comprar un 10% del coloso nuclear estadounidense, por aproximadamente US\$488 millones. Faltan algunas semanas para cerrar la transacción pero los representantes de Kazatomprom ya la dan por consumada y resaltan que es un objetivo "estratégico" para Kazajstán "reorientar el suministro del uranio hacia los mercados de EEUU, Europa y Asia".

El eminente sentido estratégico es mencionado por The Financial Times: "*Toshiba, que tomó el mando de Westinghouse a finales del año pasado, espera usar parte de la venta a Kazatomprom para mejorar su acceso a las provisiones de uranio, un factor cada vez más importante de Westinghouse para ganar contratos de construcción de centrales nucleares*"¹³. El vínculo también ayudará a Kazatomprom a ampliar sus canales de venta en todo el mundo y acelerar los proyectos mineros. Si Toshiba consigue el acceso al uranio barato de Kazatomprom y es capaz de garantizar un suministro a largo plazo de combustible a las empresas eléctricas, "ellos ganarían una fuerte ventaja en las negociaciones de las plantas nucleares", dijo el analista Ikuo Matsuhashi, de Goldman Sachs en un reporte¹⁴.

La producción del uranio natural en Kazajstán habrá ascendido este año a 7.630 toneladas. Para 2010, Astana pretende incrementar el volumen a 15.000 toneladas y convertirse en principal productora mundial, dejando por debajo a los líderes actuales, Australia y Canadá, a los que corresponde el 24% y el 28% de la producción global, respectivamente. El uranio que se produce en Rusia no alcanza a cubrir siquiera la demanda corriente que se calcula en torno a 17.000 toneladas, incluidas las exportaciones. El renacimiento global de la industria nuclear va a generar inevitablemente la escasez de uranio, circunstancia que Astana pretende aprovechar a pleno. La primera carga de un reactor potencia nuclear típico requiere alrededor de tres veces tanto uranio como los subsiguientes 12-18 meses de recarga. Además, los vendedores de reactores, por lo general, suministran los primeros *cores* para las unidades¹⁵.

Según Kazajstán, la nuclear, las altas tecnologías y el potencial de los transportes, serían "las tres fuerzas motrices" susceptibles de propulsar su economía en el mercado internacional. Para atraer a los inversionistas extranjeros, el país dispondrá de una tecnología de extracción llamada lixiviación in situ, que permite extraer el uranio a un precio de referencia más barato. En esta tecnología, el uranio es lavado desde el lugar donde se encuentra el mineral, mediante fuentes de agua espaciadas con regularidad, y recuperado de la solución lixiviada en una planta en superficie¹⁶.

Vale recordar, que la Comisión Europea recomendó a finales de octubre a la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom)¹⁷ de firmar un acuerdo con

¹² Le Blog Finance, "Le Kazakhstan négocie l'achat de 10 % de Westinghouse", (14/7)

¹³ Financial Times, "Call to block Westinghouse Kazatomprom deal", (25/7)

¹⁴ The Wall Street Journal, "Toshiba Is in Talks to Sell Part of Westinghouse Stake", (10/7)

¹⁵ World Nuclear News "Kazatomprom linked to Westinghouse stake", (11/7)

¹⁶ <http://www.ensmp.fr/Fr/Recherche/Domaine/ScTerEnv/Intro/ScTerEnv-pres.html>

¹⁷ <http://es.wikipedia.org/wiki/Euratom>

Kazajstán sobre la utilización de energía nuclear con fines pacíficos. Este acuerdo por 1,5 mil millones de euros debería ser firmado por un periodo estimado de diez años y garantizaría el suministro estable de uranio a los países de la Unión Europea. Hoy la participación del uranio kazajo en Europa no sobrepasa el 3%.

En octubre pasado, la Federal Atomic Energy Agency (denominada Rosatom¹⁸) anunció que Rusia y Kazajstán instituyeron un co-empresa de enriquecimiento de uranio en Angarsk, en la región de Irkutsk, en Siberia Oriental. En total, tres emprendimientos ruso-kazajos fueron instituidos en el dominio de la utilización civil de la energía atómica. Además del joint-venture denominado "Centro de enriquecimiento de uranio", registrado en Rusia, las partes crearon la empresa "Centrales nucleares" en Kazajstán, con el fin de elaborar y promover en los mercados ruso, kazajo y terceros países, instalaciones energéticas con reactores nucleares de débil y mediana potencia.

La empresa conjunta Akbastaou fue creada con la idea de explotar dos yacimientos de uranio en Kazajstán. La participación de los dos estados en las empresas conjuntas es paritaria. Se trataba entonces de una primera medida práctica consumada en la realización de la integración de los complejos industriales nucleares ruso y kazajo previsto en la declaración conjunta sobre cooperación nuclear civil del 25 de enero de 2006.

Los profesionales de la industria nuclear rusa se sienten molestos por la renuncia kazaja a las tradicionales tecnologías soviéticas. *"Westinghouse no pudo hasta la fecha desarrollar un conjunto análogo al combustible hexagonal de la marca rusa TVEL, así que las plantas nucleares de Finlandia y República Checa han tenido que volver a los proveedores rusos"*, afirmó un experto próximo a Rosatom, la agencia nuclear de Rusia¹⁹. En lo que concierne a la construcción de plantas nucleares en el territorio de Kazajstán, los ingenieros rusos todavía se sienten bastante seguros. *"El precario nivel de la red de infraestructuras impide a Kazajstán construir reactores potentes, como los que ofrece Westinghouse, y lo más probable es que las primeras centrales nucleares instaladas en este país sean del modelo ruso, con una potencia de 300 megavatios aproximadamente"*, piensa el experto.

En los últimos días, cuatro grupos ambientalistas internacionales apelaron al gobierno estadounidense a bloquear la venta del 10% de Westinghouse, compañía del sistema nuclear americano, a Kazatromprom, advirtiendo que el acuerdo autorizaría a la potencialmente inestable república de Asia Central a producir armas nucleares²⁰. En una carta al US Committee on Foreign Investment (Cfius), el panel inter-agency estadounidense que repasa las implicaciones de seguridad nacional de los *takeovers* extranjeras, Greenpeace, Essential Action, Knowledge Ecology International and Essential Action, dijeron: *"Nos oponemos a la transacción alegando que la venta minará los esfuerzos para limitar la proliferación nuclear, y dará tecnología nuclear sensible a un régimen antidemocrático, represivo y brutal, que puede carecer de estabilidad y legitimidad a largo plazo"*. Los grupos ambientalistas dijeron que la extendida corrupción podría representar una amenaza para la seguridad de los materiales nucleares, citando los informes de ventas en el mercado negro de tecnologías nucleares de la república.

Revival nuclear: La industria nuclear estadounidense y los loan guarantees

¹⁸ <http://en.wikipedia.org/wiki/Rosatom>

¹⁹ Ria Novosti, "Kazakhstan to stop exporting uranium ore", (10/7)

²⁰ Financial Times, "Call to block Westinghouse Kazatromprom deal", (25/7)

Los *lobbyists* dijeron a los legisladores y funcionarios de la administración americana que la industria nuclear necesita cerca de 50 mil millones de dólares en "loan guarantees" (prestamos de garantía) durante los próximos dos años para financiar una importante expansión²¹. El mayor campeón de los loan guarantees es el senador Pete V. Domenici de New México, republicano que está en el Senate Energy Committee y uno de los partidarios más fuertes de la industria nuclear en el Congreso.

El senador Jeff Bingaman, demócrata de New México y autor de la "energy bill" (ley de energía) argumentó por mucho tiempo que las centrales nucleares no necesitan préstamos garantizados federales. Bingaman dijo que la industria sobreinterpreta la provisión (medida tomada en el contexto de la ley energía para impulsar la energía nuclear) y que esta proporcionará loan guarantees sólo a las centrales eléctricas más innovadoras.

Pero la provisión tiene el potencial para ampliar considerablemente la industria nuclear, que planifica construir 28 nuevos reactores con un costo estimado de aproximadamente entre 4 mil millones y 5 mil millones de dólares cada uno. Y mientras la industria nuclear sería la mayor beneficiaria, la provisión podría poner también "billions of dollars" en préstamos de garantía para centrales eléctricas que usan la tecnología "clean coal" y los combustibles renovables. Pero la provisión podría ir más lejos que lo que muchos legisladores tenían en mente dando al Ministerio de Energía el poder de aprobar una cantidad ilimitada de loan guarantees para la generación de energía "limpia". "Conforme a la legislación promulgada en 2005, la potencia nuclear está licenciada como una tecnología limpia porque esta no emite gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global", sostuvo.

Las empresas de energía tienen proyectos provisionales para poner los 28 nuevos reactores en 19 sitios en todo el país. Los ejecutivos de la industria insisten que los bancos y Wall Street no provean el dinero necesario para construir los nuevos reactores a no ser que los préstamos sean garantizados, en su totalidad, por el gobierno federal. El gobierno federal garantiza muchos miles de millones de préstamos cada año para ayudar a los agricultores, exportadores, *small businesses* y estudiantes. El gobierno, en realidad, no presta el dinero, pero está de acuerdo con devolverlo en caso de falta del prestatario.

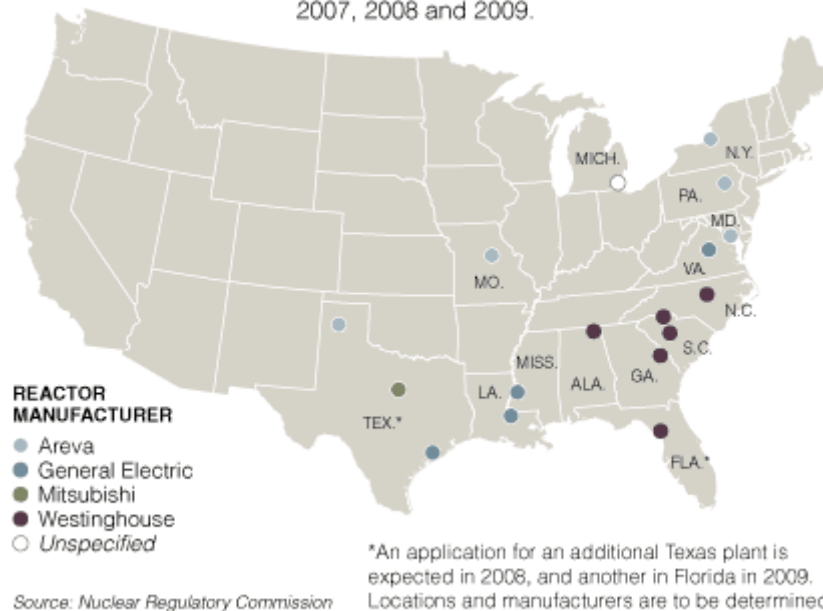
Mientras la industria nuclear dice que necesitará 25 mil millones de dólares en préstamos de garantía en 2008 y 50 mil millones de dólares durante los próximos dos años, el presidente Bush propuso una cantidad más pequeña -4 mil millones de dólares- en nuevas loan guarantees para el año próximo en tecnologías de energía eléctrica "limpias", que incluye plantas que funcionan a tecnologías de carbón limpio y combustibles renovables.

Michele Boyd, director legislativo del grupo de defensa del consumidor Public Citizen, dijo que la medida subvencionaría a las plantas con tecnología convencional. "Ninguno de los reactores nucleares denominados "avanzados" se ocupan de los defectos fundamentales de la energía nuclear, como los peligrosos desechos radioactivos, vulnerabilidades al ataque del aire y costo excesivo", dijo Boyd, que comenzó a investigar la "provision" después que el Senado pasara la ley el mes pasado.

²¹ The New York Times, "Energy Bill Aids Expansion of Atomic Power", (31/7)

A Wish List of New Nuclear Reactors

Expected nuclear power plant license applications in 2007, 2008 and 2009.



The New York Times

Muchos expertos temen que los subsidios propuestos podrían dejar a los "taxpayers" (contribuyentes) responsables de mil millones de dólares en préstamos cortados. "Esos proyectos, por su naturaleza, plantean riesgos técnicos y de mercado", advirtió el mes pasado la "nonpartisan" Congressional Budget Office en un análisis de la "provision". "Los estudios de la exactitud de los costos estimados para las tecnologías pioneras encontraron que las estimaciones son consistentemente bajas". Michael J. Wallace, ejecutivo de UniStar Nuclear, una sociedad que intenta conseguir la construcción de reactores nucleares, y vice presidente ejecutivo de Constellation Energy, dijo: "Sin loan guarantees no construiremos centrales nucleares".

La "provision" en la ley del Senado refina y amplía el programa de loan guarantee pasada en el Congreso en el Energy Policy Act of 2005. Como antes, el Ministerio de Energía permitiría garantizar 100% de los préstamos y hasta el 80% del costo total para construir un reactor. Pero la ley esencialmente permite que el Departamento apruebe tantas loan guarantees mientras que desea nuevos reactores y plantas que otras tecnologías limpias.

That is a big change. Bajo la ley actual, el gobierno se permite sólo garantizar un volumen de préstamos autorizados cada año por el Congreso.

El año pasado, el Congreso limitó al gobierno a conceder apenas 4 mil millones de dólares en garantías de préstamos para proyectos de energía limpia durante el año fiscal 2007. Domenici, que empujó al departamento de energía a moverse mucho más agresivamente en la aprobación de préstamos de garantía, discutió que no hay necesidad de límites en el volumen del préstamo porque las empresas de energía requerirán pagar honorarios por adelantado para cubrir los costos estimados de garantía. En esencia, los pagos de "credit subsidy" serán usados como una prima de seguro que se podría utilizar para cubrir el costo de cualquier préstamo impago.

"Este es un verdadero programa de autofinanciación", dijo James Nussle, nominado por Bush para ser el White House budget director. "Debe haber ya 25 mil millones o 30 mil millones

de dólares en el fondo de préstamo de garantía". Pero la administración Bush se opone a la medida, temiendo que podría resultar extremadamente costosa.

"La provision quitaría controles adecuados en el tamaño del programa y aumentaría la responsabilidad del contribuyente", escribió el Office of Management and Budget en la posición oficial en la ley de energía.

Bingaman, el arquitecto primario de la ley, dijo que estaba enterado de la provision pero que esta se aplicaría fundamentalmente sólo a los reactores con nueva tecnología. "Me sorprendería si este programa genérico de préstamos se aplicara a la mayor parte de las plantas que se proponen, para la industria nuclear o la industria del carbón", dijo Bingaman. "La idea de esto no es justamente ayudar a la construcción de plantas industriales. Esto demuestra que la nueva tecnología resuelve las necesidades energéticas de la nación". Pero funcionarios de la industria dicen que la medida afectaría directamente a los reactores en el *drawing board*.

"Pienso que podemos decir que con todos los proyectos que están por desarrollarse, se podría necesitar entre 20 y 25 mil millones de dólares en loan guarantees", dijo Richard Myers, vicepresidente para el desarrollo de políticas del Nuclear Energy Institute, una trade association.

The House está esperando pasar su propia ley de energía esta semana. Pero los líderes demócratas del House dejaron en claro que se oponen a cualquier clase de garantía de préstamos para reactores nucleares. The House aprobó recientemente una *appropriations bill* para los programas de agua y energía que incluye 7 mil millones de dólares en loan guarantees para proyectos que involucran energías renovables y excluye específicamente las centrales nucleares.

El representante Peter J. Visclosky, demócrata de Indiana y presidente del panel de House Appropriations Committee en agua y energía, dijo el mes pasado que la industria nuclear estimó la necesidad de 25 mil millones de dólares en préstamos garantizados para el año próximo y "más que esa suma" en 2009.

Mientras tanto, una encuesta del Massachusetts Institute of Technology encontró que el 35% de estadounidenses favorecen el aumento de la confianza en la energía nuclear, más del 28% de hace cinco años²². La preocupación sobre como almacenar seguro los desechos radioactivos son uno de los factores que influyen entre los que permanecen poco dispuestos a ampliar las operaciones nucleares, dijo Stephen Ansolabehere, científico político del MIT.

Electricité de France y Constellation Energy Group construirán y operarán reactores en EE.UU.

Un signo de que los proyectos sobre energía nuclear están en camino en EE.UU., la empresa francesa Electricité de France SA anunció que comprará una participación en Constellation Energy Group Inc., para formar un equipo de construcción y operación de reactores nucleares de diseño francés en Estados Unidos y Canadá²³. Con este proyecto, EDF, que opera una flota de 58 reactores en Francia, invertirá cerca de 625 millones de dólares en un joint venture 50-50 con Constellation.

²² Reuters, "American acceptance of nuclear power grows -survey", (24/7)

²³ The Wall Street Journal, "EDF Teams Up With Constellation", (23/7)

La empresa estadounidense contribuirá un poco de su activo nuclear a la empresa conjunta así como los derechos que tiene para construir posibles proyectos nucleares en sus plantas existentes en el sur de Maryland y en el interior de New York. EDF negocia el aumento gradualmente de su participación en 9,9%, valorado en cerca de 1,72 mil millones de dólares en precios del mercado actual. Conforme al acuerdo, EDF dijo que puede comprar 5% de Constellation en el primer año de sociedad.

El pacto de EDF marca la significativa estrategia de expansión de la empresa francesa. Golpeado por las pesadas pérdidas en América Latina la década pasada, el holding decidió enfocar sus operaciones europeas principales, en Francia, Italia, Reino Unido y Alemania.

Constellation y EDF dijeron que apuntan a construir máquinas nucleares de 1.600 megavatios diseñados por la compañía de ingeniería francesa Areva y que está siendo repasado la licencia por Nuclear Regulatory Commission.

Geopolítica: ¿Las reformas de energía en Europa son para Gazprom?

Los ministros de economía de varios países de la Unión Europea escribieron a la Comisión Europea para advertirla contra sus proyectos de reforma del sector de energía, reportó el 30 de julio Financial Times Deutschland²⁴. "*La idea que la separación completa de la producción y de la distribución sería sólo la clave de un desarrollo del mercado interior de la electricidad y de gas debe ser apartada*", enuncia el texto, redactado por el francés Jean-Louis Borloo, y rubricado entre otras cosas por los ministros de economía y de energía de Alemania, de Austria, de Luxemburgo, de Grecia y de Eslovaquia.

Bruselas reflexiona actualmente sobre una reforma de fondo del mercado de energía en Europa, por lo que los grandes lineamientos serán expuestos en otoño. La comisaria de la competencia, Neelie Kroes, ya se pronunció por el recorte de las redes de producción y de distribución de las empresas del sector para reforzar la competencia. Esta proposición es sostenida por Gran Bretaña, Suecia o España.

Pero otros países, como Francia o Alemania, temen que esa reforma debilite a sus campeones nacionales, y provoque una suba incontrolada de los precios del gas y de la electricidad. En Francia como en Alemania, los líderes del sector, EDF y E.ON controlan a la vez la producción y las redes de venta.

Mientras tanto, la Comisión Europea (CE) anunció el inicio de una investigación en profundidad en relación a la sospecha de que Gaz de France (GdF) y E.ON podrían ejercer prácticas monopolísticas particularmente en la distribución de gas en ambos países por medio de un gaseoducto llamado Megal, la única vía de entrada del gas ruso a Francia y una

²⁴ Financial Times Deutschland, "Rettungsaktion für Energiekonzerne", (30/7)

de las principales en Alemania²⁵. La versión francesa de Ria Novosti²⁶, sostiene que las compañías se arriesgan desde una multa hasta una desintegración, lo que podría trabar la penetración de Gazprom en el mercado europeo.

Según informó en un comunicado, Bruselas sospecha de la existencia de una “*posible infracción*” del Tratado de la UE en lo relativo a la prohibición de prácticas monopólicas, que en este caso toma forma de “*un supuesto acuerdo o práctica concertada entre E.ON y Gaz de France*” a pesar de que, indicó, cada una de las partes “*acordó no vender gas en el mercado de la otra*”.

La comisión teme la existencia de un acuerdo entre E.ON y GdF que afectaría “*en particular al suministro de gas natural transportado por medio del gasoducto Megal*”, cuya propiedad ostentan ambas compañías de manera conjunta y que transporta gas a través del sur de Alemania entre las fronteras de este país con la República Checa y Austria hasta la frontera franco alemana en la otra parte. Bruselas añade que en estas eventuales prácticas estarían implicadas también empresas subsidiarias de las dos principales, como E.ON Ruhrgas AG, E.ON Gastransport AG y filiales de GdF como Gaz de France Réseau Transport (GRTgaz).

Los precios domésticos de gas en Alemania y Francia se elevaron de \$290/thm metros cúbicos a \$450/thm metros cúbicos en 2006. El año pasado, E.ON controló el 60% del mercado de gas en Alemania y GdF cubrió el 79% en Francia. Ambas empresas disponen de varios meses para preparar su defensa. GdF explica que “*hubo intercambios con la comisión desde hace varios años*” y E.ON precisó que existía un contrato entre ambas empresas, que datan de 1975 y cerró en 2004 sin “*jamás haber sido significativo en el plano práctico*”.²⁷

E.ON es objeto también de otra investigación, abierta en diciembre de 2006, que se refiere a una infracción en el dominio del suministro de electricidad. En esa materia, Europa está en todos los frentes. La semana pasada, la francesa EDF y la belga Electrabel (filial de la francesa Suez) fueron acusados de haber impuesto contratos de largo plazo a sus clientes industriales, esta vez en la electricidad²⁸. Muy atada a la liberalización de los mercados de energía, la Comisión levantó una a los fines prácticos una verdadera caza que podría frenarla. Procura favorecer la entrada de nuevos actores, lamenta la falta de independencia entre las redes de transporte y de distribución...a tal punto que los Estados involucrados acabaron por reaccionar.

La investigación parte de las sospechas que se suscitaron en las inspecciones que realizó en 2006 en las instalaciones de ambas empresas energéticas en Francia y Alemania. Advierte, no obstante, que el inicio de este estudio no implica que exista una infracción de la ley de la UE y no prejuzga sus conclusiones. Según los analistas de Troika Dialog, esta enmienda primero golpeará a Gazprom, que tiene la intención de construir el gasoducto Nord Stream de Rusia a Alemania y vender el gas a los “*end users*” (usuarios finales) de Alemania y Francia.

Fuentes comunitarias insistieron en que el inicio de la investigación significa que aclarar este tema es “*prioritario*” para la Comisión Europea y que de ella primero tendrán que determinarse eventuales acusaciones que deberán ser comentadas por las partes. Solo si entonces “*los argumentos no nos convencen, tomaremos una decisión*”, añadieron. Por el contrario, puntualizaron que “*si se nos convence, cerraremos el caso*”.

Si las sospechas de la CE se confirman, las empresas se arriesgan a una importante multa de 9.4 mil millones de euros (hasta el 10% de sus ingresos) y eventualmente una

²⁵ Forbes, “*EU opens antitrust inquiry into E.ON, Gaz de France for market sharing*”, (30/7)

²⁶ Ria Novosti, « *Bruxelles critique la répartition des ventes de gaz russe* », (1/8)

²⁷ Financial Times, “*Eon and GdF face EU probe*”, (31/7)

²⁸ Le Figaro, “*Gaz de France se fait épingler par Bruxelles* », (31/7)

división. Kroes amenazó en varias veces con obligar a las empresas a dejar algunos de sus activos de infraestructuras. Los analistas, citados por el diario económico ruso Kommersant²⁹, dicen que los gigantes energéticos apenas serán multados por la *collision*. El verdadero objetivo podría ser la introducción de una enmienda a las leyes europeas que exigirían modificación en las operaciones comerciales en el mercado de gas, sus entregas y la venta de energía eléctrica, dijo Maxim Shein de BCS.

En el plano estrictamente jurídico, nada amenaza al monopolio gasífero ruso Gazprom, asegura Iouri Bortnikov, consultor de Vegas-Lex. *"La única dificultad que enfrentaría Gazprom, son los retrasos de pago por parte de E.ON y GDF, cuya solvencia estaría en tela de juicio"*, señaló.

Pero, aparte de los factores económicos, existen también los riesgos políticos. *"Si los europeos tienen sus compañías bajo consideraciones del mercado, un factor político suplementario pesa sobre Gazprom"*, explica el director general adjunto del Centro de tecnologías políticas, Alexei Makarkine. *"Europa teme que Gazprom consiga convertir su influencia económica en influencia política, entonces se opondrá de todas formas a la penetración del monopolio ruso en sus mercados"*.

Los temores de los europeos que se traducen en su tentativa de quebrantar a los grupos alemanes y franceses se reflejarán tarde o temprano en su actitud con respecto a Gazprom, que busca desde hace tiempo y no sin éxito el acceso al consumidor final en Europa.

"Las medidas que podrían ser tomadas respecto a E.ON y GDF podrían sentar jurisprudencia y ser utilizadas contra Gazprom, lo que trabaría el empuje del monopolio ruso sobre los mercados europeos", estima Makarkine, añadiendo una investigación sobre las actividades de E.ON y GDF caería en el momento oportuno para los europeos.

Las necesidades chilenas dan un nuevo impulso de integración energética

Chile propuso a Bolivia un proyecto de integración energética entre los dos países, con Ecuador, Perú y Colombia, afirmó el ministro de Energía chileno, Marcelo Tokman, que estuvo en La Paz reunido con el ministro de Hidrocarburos boliviano, Carlos Villegas y otras autoridades. *"Invitamos a participar a Bolivia. Ellos concordaron analizar y prometieron responder rápidamente"*, dijo Tokman. El proyecto suscita preocupación en los diplomáticos brasileños³⁰. Un proyecto de integración energética podría servir para aislar a Brasil. *"Sería un anillo energético al contrario"*, dijo un diplomático brasileño, refiriéndose al antiguo plan de interconexión por gasoductos entre Perú, Chile, Argentina y Brasil, que tomó impulso cuando Bolivia nacionalizó su sector de energía y provocó temor de los inversores privados y de los consumidores externos de gas. En los próximos dos meses, los países involucrados van a iniciar un estudio de factibilidad para la interconexión, el cual puede

²⁹ Kommersant, "E.ON, GdF to Face Fines or Break-Up Order", (1/8)

³⁰ Valor, "Chile propõe à Bolívia criar anel energético andino", (1/8)

llevar cerca de diez meses. Dicho proyecto, cuenta con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)³¹.

El estudio deberá responder si es posible técnicamente que los países andinos se interconecten, si esta interconexión sería rentable, y cuáles serían los ajustes normativos que se requieren para regular el intercambio de electricidad.

Por su parte, el ministro de Energía y Minas peruano, Juan Valdivia, manifestó que el proyecto ayudaría a Perú a satisfacer el incremento de la demanda de energía que anualmente crece en nueve por ciento debido al aumento de la actividad económica del país entre siete y ocho por ciento. Indicó que el proyecto lograría mayores avances que los acuerdos bilaterales de interconexión eléctrica, tales como la interconexión entre Perú y Ecuador que aún no se concreta por una falta de acuerdo sobre los precios.

"Recién estamos trabajando para poder comenzar los estudios que nos permitan ver las posibilidades económicas y normativas del proyecto así que, por el momento, no sabemos cuánto de inversión se requiere", manifestó. También descartó que se haya evaluado la posibilidad de abastecer a Chile con el gas natural de los yacimientos de Camisea en el Perú.

Durante la reunión en La Paz, las autoridades chilenas también propusieron que su estatal energética, Enap y la equivalente boliviana, Ende, analicen la posibilidad de un proyecto de una fábrica geotérmica en la frontera entre los dos países.

Sondear la posibilidad de cooperación en el tema de la explotación de yacimientos petrolíferos en Bolivia es uno de los temas centrales en la agenda de las autoridades del sector energético chileno³². *"Estamos diciendo, cómo hacer para utilizar eso del know how del conocimiento que tiene Enap en la explotación de hidrocarburos, y que Enap pueda tener un pie en Bolivia en un tema en que tenemos capacitación y conocimiento y aportarle a Bolivia en ese sentido y también beneficiarnos nosotros, todo esto a mediano plazo"*.

Inversiones energéticas por 267 mil millones de dólares en América Latina

América Latina acaparará inversiones energéticas por 267 mil millones de dólares hasta 2030, según proyecciones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal). Los recursos garantizarán la seguridad en el suministro energético, y ampliarán la producción de fuentes renovables, que hoy representan un cuarto del total en la región, dijo el director de la División de Recursos Naturales de Cepal, Fernando Sánchez-Albavera.

Brasil atraerá un cuarto de esos flujos, mientras en Bolivia, Colombia, Perú, Venezuela y Ecuador los montos finales dependerán de las inversiones en exploración que realicen hoy los gobiernos y los sectores privados. En el caso de Argentina, la situación dependerá de las señales de precios, que hoy desmotivan la inversión en prospecciones gasíferas, según Sánchez-Albavera.

³¹ El Diario, "Bolivia ignora "gas por mar", Chile propone electricidad y geotermia", (31/7)

³² El Mercurio, "Ministro Tokman visita Bolivia para sondear posible explotación de yacimientos", (1/8)

Por su parte, las nacionalizaciones en Bolivia y Venezuela no generarán una fuga de capitales a largo plazo, prevé el experto. "*Los precios siguen siendo muy atractivos*", dijo, y añadió que el petróleo aún está por debajo de su valor real de 1980.

Las inversiones, que equivaldrán a 7 por ciento del total mundial en 2030, facilitarán una mayor interconexión regional, pero no necesariamente una integración de los sistemas energéticos, anticipó Sánchez-Albavera.

Sobre lo mismo, explicó que los países de Latinoamérica están tendiendo a crear soluciones autárquicas, que garanticen su seguridad geopolítica, antes que buscar opciones que los hagan excesivamente dependientes de sus vecinos. En esa perspectiva, sostuvo que las eventuales ventas de gas o petróleo entre países limítrofes no derivará en modelos integrados de producción y distribución de energía, "*donde un brasileño, por ejemplo, pueda comprar electricidad que venga desde Chile*". Apuntó que también hay barreras geográficas que dificultan la integración, por lo que recomendó buscar soluciones pragmáticas "*proyecto a proyecto*". Pero las inversiones también deberán dirigirse a mejorar la sostenibilidad y el ahorro, debido a la preocupación por el cambio climático.

En esa línea, un informe de Cepal sobre *Energías renovables en América Latina* reveló que la región acapara casi la mitad de los proyectos de bonos de carbono a nivel mundial, con una presencia predominante de México y Brasil. En este sentido, será importante mantener políticas de ahorro energético, aprovechando el bajo consumo per cápita en la región. Hoy los latinoamericanos consumen en promedio cinco veces menos que un habitante de la OCDE, que agrupa a las 30 economías más desarrolladas. En ese esfuerzo, los países deberán sopesar medidas que restrinjan el uso de vehículos, fomenten el transporte público, mejoren el diseño urbano y fomenten la construcción de viviendas que incentiven el ahorro energético, concluyó.

Innovación: Un pulmón artificial para capturar CO2

Tomando por modelo los alvéolos pulmonares, el profesor Hans Fahlenkamp de la Universidad de Dortmund desarrolló una tecnología que permite engañar el CO2 presente en el gas de combustión de las centrales eléctricas. Los fisiólogos consideran que el hombre dispone de cerca de 300 millones de alvéolos en sus pulmones. Éstos le permiten eliminar diariamente apenas un kilo de dióxido de carbono con un ritmo respiratorio, sin ejercicio de físico, pudiendo alcanzar 10 litros de aire intercambiados por minuto.

El aparato respiratorio humano está preparado para todo: las células inmunitarias observan el menor polvo o el signo más débil de hemorragia. Entran rápidamente en acción y aseguran así la perennidad de nuestros pulmones, órganos indispensables para nuestra supervivencia. Es entonces esta obra de la naturaleza la que inspiró al Prof. Fahlenkamp la que lo llevó a imaginar sobre los pulmones artificiales para intentar responder a la cuestión, un tanto espinosa, de la captura de CO2.

Los científicos de Dortmund se jactan, en efecto, de haber puesto a punto uno de los sistemas de interruptores de membrana más resistentes. Un interruptor de membrana es una instalación que pone en contacto directo una fase gaseosa y una fase líquida con el fin de permitir la transferencia de moléculas entre las fases sin implicar su mezcla.

Desde un punto de vista práctico, gracias a la instalación desarrollada en Dortmund, los humos son dirigidos al interior por múltiples tubos plásticos y micro porosos que están inmersos en un detergente líquido. El CO₂ entonces es intercambiado, a través de micro poros, entre el gas de combustión y el detergente donde engañado.

Las membranas de los alvéolos pulmonares funcionan de la misma manera: constituyen una barrera micro porosa entre la sangre y al autorizar solamente el aire circulante, el intercambio de oxígeno y de dióxido de carbono entre ambas fases. El límite actual de la utilización en gran escala de estos sistemas es, sin embargo, el taponamiento de los interruptores de membrana.

Los polvos, por los que la emisión no puede ser totalmente evitada con electro filtros, en las centrales eléctricas, corren peligro de mezclarse también con el detergente, arrastrando a largo plazo a la formación de "lodos" indeseables.

En una central eléctrica moderna, de una potencia de un gigawatt, son emitidos 3 millones de metros cúbicos de gas de combustión por hora. Si estos humos todavía contienen 20 Kg. de polvos, lo que representa solamente un tercio del límite autorizado, al cabo de 1.000 horas de funcionamiento, ya serían 20 toneladas de partículas que vendrían a taponar las membranas. Entonces, desde el punto de vista de la necesidad de energía así como en el plano económico, las centrales eléctricas no pueden estar detenidas y arrancar de nuevo con demasiada frecuencia para su mantenimiento. Todavía son necesarios progresos para el desarrollo tecnológico de la captura de CO₂ para la escala industrial.

El "principio de realidad" de las empresas eléctricas sobre el calentamiento global

Para American Electric Power (AEP) el carbón es el rey. Con 25 "big" plantas que queman el carbón, no asombra que AEP sea el primer emisor industrial de dióxido de carbono en Estados Unidos. La empresa reconoce el problema, pero sostiene que las nuevas tecnologías para reducir las emisiones de CO₂ costarán miles de millones de dólares y pueden tomar muchos años para desarrollarse. Además, la empresa no está segura que pueda recuperar su inversión con tarifas de electricidad más altas.

Sitios como Mountaineer (planta de energía a carbón que posee la empresa) son donde la realidad choca con la retórica sobre la lucha contra el calentamiento global. Careciendo de cualquier dirección clara de los reguladores, AEP trabaja sobre algunas tecnologías innovadoras, pero tiene que abordar toda clase de revisiones que muchos dicen que requerirá hacer unas "*serious dent*" (serías abolladuras) con gases de efecto invernadero.

Michael Morris, presidente y jefe ejecutivo de Columbus, utility con sede en Ohio, advierte que contener las emisiones estrictamente no será barato. "*Pienso que los precios de la energía podrían subir 50%, tal vez más*", señaló. Morris piensa que AEP no puede entregar reducciones de dióxido de carbono significativas mucho antes de 2020.

AEP está en particular interesado en dos tecnologías, una que convertirá el carbón en *cleaner-burning gas* y otro que capturaría el dióxido de carbono para luego ser enterrado

bajo tierra. Una central eléctrica con gasificación inicial en West Virginia costará no menos de 2,4 mil millones de dólares, dice la empresa, bastante sin ayuda de un incremento de las tarifas de electricidad en el estado del orden de 12% si el proyecto está operativo en cinco años desde ahora.

Grupos ambientales convienen que la tecnología experimental no debería entrar precipitadamente en servicio, pero dicen a las empresas de energía y al gobierno que deberían poner mayor esfuerzo en la eficacia energética y la conservación. La demanda de electricidad estadounidense sube 2% al año. En la mayor parte de los 11 estados donde AEP funciona, no está bajo ninguna obligación de contener la demanda. Al contrario, hace más dinero con más electricidad que la gente usa. Cada año la industria eléctrica estadounidense en conjunto emite 2.5 mil millones de toneladas de CO₂, que juega un papel estelar en el cambio de clima. Esto es aproximadamente un tercio del total estadounidense.

Como la mayor parte de otras utilidades, AEP no gastaba mucho en la reducción de dióxido de carbono hasta recientemente. Las utilities estaban demasiado ocupadas con las restricciones federales sobre óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y el mercurio. AEP, que produce tres cuartos de su electricidad de plantas encendidas con carbón, destinó 4,2 mil millones de dólares entre 2004 y 2009 para controlar estos otros agentes contaminadores.

El congreso tiene aún que conferir por mandato cualquier reducción de CO₂. Algunas ofertas procuran reducir las emisiones de un 50 a 80% comparado a los niveles de 1990 para 2050.

En un estudio reciente, el Electric Power Research Institute de Palo Alto, California, encontró incluso que si la industria energética estadounidense aumenta la producción nuclear en 60%, duplicando la energía eólica y la solar, y desarrollando la tecnología de captura de carbono, todavía tomaría hasta 2025 o 2030 para recuperar la industria a los niveles de emisiones de 1990. Aunque algunas ofertas del Congreso están llamadas a reducir las emisiones en las próximas pocas décadas, el instituto concluye que *"la mayor parte de la tecnología necesaria no está disponible aún"*. El instituto es independiente pero recibe algunos fondos de la industria de energía.

La contención de las emisiones requiere *"rehaber completamente la industria eléctrica"*, dice Jim Dooley, senior staff scientist del Department of Energy's Pacific Northwest National Laboratory in Richland, Wash.

Analisis: Guerra entre las constructoras brasileñas por el proyecto de Río Madeira

La millonaria licitación del proyecto hidroeléctrico Rio Madeira, en Rondônia puso en enfrentamiento abierto a dos tradicionales grupos de la construcción pesada en Brasil: Odebrecht y Camargo Corrêa. En juego está un negocio evaluado en por lo menos 13 mil millones de dólares -Santo Antônio y Jirau - con potencia para generar 6,4 mil MW de energía a partir de 2012. Madeira es considerado uno de los mayores proyectos

hidroeléctricos del mundo en la actualidad y la mayor obra de la construcción pesada en Brasil.

Las dos constructoras, que en la última década se transformaron en fuertes conglomerados industriales, estuvieron presentes en la mayor parte de las competencias de obras de infraestructura en el país en los últimos sesenta años. En el área eléctrica, en buena parte estuvieron en asociación con las estatales del sector, tanto provinciales cuanto federales. Los dos grupos y otros del sector de la construcción pesada en la mayoría de las veces estuvieron codo con codo en las competencias o se compusieron después, dividiendo la iniciativa en partes. Eso ocurrió en varias obras de gran porte, como la fábrica de Itaipu, aeropuertos y el metro de São Paulo. Ahora no ahorran críticas, adjetivos y veneno destilado contra el otro.

El pivote de la disputa entre Camargo y Odebrecht es el hecho de que la constructora bahiana está asociada a la estatal eléctrica Furnas para disputar la subasta de concesión de las dos usinas del Madeira (que es español es conocido como Madera), previsto para octubre. Camargo considera que esa unión da a la concurrente un buen margen de ventaja a la hora de la puja. *“En ese juego, no puede tener participación el Estado, pues sus intereses de retorno son diferentes al de los privados: la estatal puede abrir mano a las ganancias y llevarla mejor y no se sabe si su socio privado está siendo de alguna forma compensado”*, afirmó João Canellas, director de Amazônia Madeira Elétrica Ltda. (Amel), empresa creada por Camargo para ser el núcleo de un consorcio privado en la licitación.

Odebrecht ve las críticas adversarias como un *“chororó”*³³ de quien no creía en el proyecto, llegó atrasado y ahora quiere aprovecharse de los frutos de quien creyó e invirtió antes que la hidroeléctrica se mostrase viable. *“La asociación (entre Odebrecht y Furnas) era de conocimiento público desde 2005 y no fue cuestionada por nadie hasta recientemente, porque no creían que la obra fuera salir del papel algún día”*, dijo un ejecutivo de la empresa. *“Cuando el plato está pronto, todos quieren comer”*, añadió.

Odebrecht inició los estudios del Madeira en 2001, después de recibir el aval de Aneel. Se unió a Furnas Centrais Elétricas, una subsidiaria de Eletrobrás, holding de gobierno federal para el sector que tiene capital mixto y acciones negociadas en la bolsa de valores, para hacer los estudios iniciales, que involucran inventario del río y de la región. La asociación se extendió para el estudio de viabilidad de la iniciativa.

Hasta ese punto la asociación es vista con naturalidad, pues se hizo hecho habitual en la mayoría de los proyectos del país después que el gobierno perdió la capacidad de inversión. Decenas de estudios en marcha envuelven Eletrobrás, Furnas, Eletronorte y Chesf con grupos privados, entre ellos Camargo Corrêa y Odebrecht. En esa fase, los costes son rateados por las dos partes y después resarcidos por el vencedor de la concesión. *“Pero como la obra del Madeira tiene porte y valores en proporciones enormes, la participación del Estado en la licitación crea un desequilibrio pesado”*, observa Canellas. El proyecto tiene proporción sólo inferior a Itaipu, binacional desarrollada por Brasil y Paraguay en los años 70. En el consorcio para disputar Madeira, firmado en 2005, conforme información de Odebrecht, el grupo bahiano tiene un 51% del capital y Furnas, un 49%.

Según Camargo Corrêa, el índice de retorno pretendido en la iniciativa, por el hecho de una estatal trabajar con tasas más conservadoras e incluso con intención de bajar el precio de la energía en la punta, sería inferior al de compañías privadas que siempre se pautan en el nivel del coste del dinero. *“Aneel establece un 10% para las obras del sector”*, informa el ejecutivo.

La licitación del proyecto Madeira debe seguir las últimas subastas de energía nueva del gobierno, que establecieron un precio techo por MW hora. Con esa referencia, los

³³ Ave cuya vocalización consiste en una secuencia de notas en escala descendente.

interesados hacen sus ofrecimientos, con diferenciales mínimos fijados entre uno y otro. Sale vencedor quien oferta el menor valor. Los grupos privados solían trabajar con tasas de retorno entre un 12% y un 15% en sus proyectos hidroeléctricos, pero la entrada de las estatales en las últimas subastas, de diciembre de 2005 y octubre de 2006, forzó ese porcentual para abajo, entre un 10% y un 11%, porque, en algunos casos, solas, trabajaron con tasas del 5%.

Otro factor que ayudaría a desequilibrar la competición en pro del consorcio Odebrecht/Furnas, según Camargo, es que la estatal detiene un gran acervo de activos en hidroeléctricas y que el aún está todo prácticamente amortizado. *"Eso ayuda a diluir los costos de la empresa y en una disputa como esa cualquier centavo hace mucha diferencia"*.

El valor de la inversión llenó los ojos de los grupos nacionales y extranjeros desde inicios de este año. El franco-belga Suez, controlador de Tractebel, informó que va a participar solo de la licitación. Otros grupos también se manifestaron y distribuidoras eléctricas que veían la obra con escepticismo ya se mueven para la disputa.

Los interesados sólo aparecieron en enero, después que el gobierno caratuló el Madeira como proyecto estratégico en su programa de crecimiento del país, el PAC, y exigió esfuerzo de todos los órganos envueltos para acelerar la liberación de la licencia ambiental y la ejecución de las obras de las dos hidroeléctricas. A finales de marzo, Aneel aprobó el estudio de viabilidad técnica y económica realizado por Odebrecht/Furnas.

Río Madeira, pieza clave del sistema eléctrico brasileño en la futura oferta de energía

El complejo Madeira, instalado en dos puntos separados por poco más de 100 kilómetros en el río del mismo nombre que nace en los Andes de Bolivia y va a desaguar en el Río Amazonas, después de recorrer 1.450 Km., pasó a ser apuntado como una pieza clave del sistema eléctrico brasileño en la futura oferta de energía. Erguir las fábricas es visto hoy como fundamental, para evitar un posible nuevo apagón de electricidad en el país después de 2011, incluso por empresas del sector que hasta bien poco tiempo criticaban abiertamente la obra y sus costes. Su estudio de viabilidad se concluyó en diciembre de 2004 y abril de 2005, con la entrega de las conclusiones a Aneel.

Uno de los hechos que explican ese enfrentamiento de los titanes brasileños de la construcción e ingeniería es el fin de los aprovechamientos hidroeléctricos de medio porte en las regiones Sur y Sudeste del país. El nuevo mapa de expansión de la oferta de energía, conforme apuntan los especialistas del sector, está en Amazonia, donde hay un potencial para instalar grandes hidroeléctricas en los ríos de la región. Además del Madeira, hay otras grandes hidroeléctricas: Tapajós (12 mil MW), que viene siendo estudiada por Camargo Corrêa y Eletronorte, y Belo Monte (11 mil MW), con asociación de Odebrecht, Camargo Corrêa y Andrade Gutierrez más Eletrobrás. Pueden ser citados aún los de Marabá (2,2 mil MW) y Ji-Paraná (1 mil MW).

Ocurre que, cuando las empresas fueron despertadas para la obra del Madeira, constataron que no sólo ellas no podrían asociarse a Furnas, que trabajó en el proyecto, pero ninguna otra empresa estatal vinculada a Eletrobrás. La asociación con Furnas, afirma

Camargo Corrêa, amarra a todo el grupo Eletrobrás a una fidelidad con Odebrecht. La cláusula impide que otras subsidiarias, como Eletronorte y Chesf, además del propio holding, asociarse a otros consorcios, antes y después de la licitación, por cinco años.

Odebrecht confirma la existencia de esa exclusividad, pero argumenta que junto con ella la estatal y su controladora Eletrobrás obtuvieron informaciones estratégicas de todo el proyecto y que, abierta esa posibilidad, los concurrentes podrían, de posesión de los planes de la concurrente, elaborar propuestas con precios "competitivos" para vencer y después ajustar sus tasas de retorno a lo que se unan Furnas o la otra subsidiaria de Eletrobrás. Odebrecht dice que tiene un contrato jurídicamente embasado que le garantiza la ida a la subasta junto con Furnas y que, si termina perdiendo, ambas están impedidas por cinco años de que se unan al vencedor.

Camargo rebate la defensa de la concurrente basada en pareceres pedidos a renombrados juristas de Derecho administrativo, concurrencial y contractual. *"La conclusión (de ellos) es que es ilegal ese tipo de acuerdo, pues privilegia a un participante en detrimento de otros, una vez que el peso del Estado es decisivo en ese caso"*, afirma Canellas. Dice que la empresa estatal dispone de informaciones que otros no tienen y eso altera la estrategia de los todos los competidores.

Los pareceres de Camargo fueron encaminados a la ministra Dilma Rousseff, de la Casa Civil, y al Ministerio de Minas y Energía (MME). *"Esos pareceres, no siendo acatados en la esfera de la subasta, podrán ser tomados en la esfera judicial, una vez que está manchado de irregularidades del consorcio original"*, observa el ejecutivo.

Camargo apunta otro factor desfavorable en esa disputa: el contrato de exclusividad de Odebrecht con tres proveedores de las turbinas que van a ser instaladas en las hidroeléctricas. Dos de ellos tienen fábricas en Brasil –Voith Siemens y Alstom. VA-Tech fabrica en Europa. A causa de eso, afirma, los otros competidores tendrán que recurrir a otros proveedores en el exterior, para la importación de las turbinas. *"Eso nos lleva a salir de cara con una desventaja de 8 a 10 reales por megawatt-hora en el precio de la energía generada a ser ofertada en la subasta"*, dice el ejecutivo de Amel. Las turbinas tienen tasa de alícuota para la entrada en el país del 14%.

Una propuesta aventada para minimizar eso, indica Camargo, sería una licitación por separado sólo para los proveedores de equipamientos, una vez que esa parte del proyecto representa un 30% de su costo total. El grupo vencedor sería el proveedor del consorcio victorioso de la concesión. *"Sería un mecanismo legal que crea competitividad y asegura participación para la industria nacional, generando empleos en el país"*.

Odebrecht dice que obtuvo propuestas con más de una decena de proveedores nacionales y extranjeros durante largo tiempo y alega que sus adversarios podrían haber hecho lo mismo. *"La americana GE y la argentina Impsa actúan en el mercado brasileño. Además de eso, está Usiminas Mecânica, Weg, Dediní, y Bardilla"*, ejemplificó un especialista del sector.

Sintiéndose perjudicada, conforme informaciones de los bastidores de la disputa, Camargo Corrêa alguna puntualizaciones junto al gobierno federal. Su argumento: la participación de Furnas y el amarre del grupo Electrobrás a Odebrecht quitan la competitividad de los concurrentes. La compañía señaló que no habría disputa, como es del interés del gobierno, para bajar el precio de la energía generada. Eso llevó al ministro de Minas y Energía, Nelson Hubner, a anunciar que el gobierno decidió alejar a las estatales de esa etapa. Hubner dijo que Electrobrás sólo participaría después de la subasta, hasta un 49%, juntándose al consorcio vencedor de la licitación.

Esa decisión creo un problema que puede complicar la marcha de la licitación, blanco de otras tantas complicaciones- de la obtención de las licencias ambientales a las reclamaciones impacto ambiental del gobierno de Bolivia, cuya frontera con Brasil queda a 85 Km de Jirau, segunda fábrica a ser construida. El desafío del gobierno es encontrar salidas para atraer competidores. Recursos del BNDES y la participación de su BNDESPAR

fueron lanzados como alternativas para mitigar reclamaciones de concurrentes de Odebrecht. Pero son vistos como paliativos.



Según fuentes, el gobierno camina a desistir de esa idea y recoge otros caminos, porque hasta el momento ninguna brecha fue encontrada en el término de compromiso entre Odebrecht y Furnas que posibilite cancelarlo. El argumento de que Electrobrás y Furnas son empresas de economía mixta y por eso no tendrían que hacer una llamada pública para escoger su compañero a participar de la licitación parece no convencer a los dirigentes de Camargo. Aunque Furnas sea regida por las reglas de la Ley de Licitaciones 8.666, como Petrobrás, la visión es que ese acuerdo, a las luces de la Constitución y de la Ley de licitaciones, en una obra de esa magnitud, de interés público, se configura como ilegal e incomodo. *“Eso necesita ser curado antes de ir a la subasta”*, observa Canellas.

El TCU podrá pedir ajustes en el modelo de edicto para las hidroeléctricas del Río Madeira si nota la existencia de algún privilegio para las empresas de capital nacional. De

acuerdo con técnicos del órgano, no hay problemas en el hecho que empresas públicas que participen de consorcios para las obras en el Madeira. Este hecho aislado no significaría un favor de parte del gobierno. Pero, si hubiera en el edicto algún ítem determinado cualquier tipo de prioridad a las empresas privadas, el TCU podrá pedir la revisión de este requisito al MME para garantizar igualdad de condiciones en la disputa.

Sobre la participación de Furnas en uno de los consorcios, un técnico que hará el análisis de las obras en el Madeira afirmó que, en principio, no habría problemas. *“Furnas tiene personalidad jurídica propia. La empresa no forma parte del gobierno”*, resaltó. Si Furnas comete alguna irregularidad, quien responde es el patrimonio de la empresa, y no el gobierno federal. El mismo vale para sus ganancias: son de ella, y no del gobierno. *“El simple hecho de ella es ser una empresa de capital público no demuestra direccionamiento. Lo que define son las condiciones de la competencia, presentes en el edicto”*.

Técnicos del TCU dijeron que esa situación de Furnas –a principio apta para la disputa- no impide que las empresas de capital privado reclamen contra su participación. Esas reclamaciones serán analizadas por el tribunal. El edicto para las hidroeléctricas, que será disponible al público el próximo mes, pasará por consulta pública sobre las reglas del edicto y análisis previo por parte del TCU.

Una salida, en principio, sería negociar con Odebrecht la eliminación del vínculos de todo el sistema Electrobrás a su consorcio. Y Odebrecht parece no oponer resistencia a esa idea. Con eso, las otras subsidiarias de Electrobrás, como Eletronorte y Chesf podrían juntarse a los competidores interesados en el Madeira. *“El problema es que esas compañías no poseen indicadores financieros que satisfagan para el desarrollo del proyecto”*, afirma una fuente del sector. Y eso no parece ser el caso de Furnas, que tiene buen desempeño económico y perfil financiero saludable.

El valor del estudio de impacto ambiental hecho por Odebrecht y Furnas también es cuestionado. Aneel deberá calcular el reembolso al que tendrá derecho el consorcio, caso no consiga vencer la subasta. Odebrecht informa que fueron gastados 150 millones de reales y que valor total podrá llegar a 200 millones de reales. Según la empresa, Aneel ya reconoció 120 millones de reales de los gastos. Informaciones de los postulantes apuntan que la agencia aprobó 42 millones de reales.

Cifras y Notas del Sector:

Baja en reservas de crudo amenaza la seguridad energética: experto (La Jornada, 29/7)

Francisco Garaicochea, presidente del Grupo Ingenieros Petroleros Constitución de 1917, que aglutina a ex trabajadores de Petróleos Mexicanos (Pemex), académicos y analistas, afirmó que es necesario legislar para dotar a la paraestatal de un régimen fiscal competitivo y eliminar la alta dependencia del fisco de los ingresos por venta de crudo.

Planteó establecer un programa gradual para sustituir a Pemex como la fuente principal del presupuesto federal, que depende en casi 40 por ciento de los ingresos petroleros, y quitar a la paraestatal todos los candados para que pueda actuar con autonomía de gestión administrativa.

La Jornada informó que sólo en el segundo trimestre de 2007 la petrolera mexicana aportó al fisco vía impuestos, derechos y aprovechamientos por 139 mil 500 millones de pesos, monto equivalente a 50 por ciento del total de sus ventas en el periodo, las cuales ascendieron a 277 mil 600 millones de pesos.

En entrevista, el especialista aseguró que el notable declive de reservas y capacidad de producción de crudo en el Mar del Norte causa presiones de transnacionales para la apertura de Pemex o para concretar alianzas estratégicas. Consideró que la baja de las reservas petroleras de México a menos de 10 años pone en grave riesgo la seguridad energética del país, y con ello la soberanía.

Según informes de Pemex hasta el cierre de 2006, la restitución de reservas petroleras clasificadas como probadas, posibles y probables alcanzó 60 por ciento, mientras las probadas tuvo 41 puntos. De acuerdo con el Programa Nacional de Infraestructura, dado a conocer la semana pasada, la restitución de reservas petroleras alcanzará 50 por ciento hasta el final de la actual administración, en 2012.

Con ello, se difieren las metas originales de Pemex, que pretendían alcanzar ciento por ciento en la tasa de restitución de reservas probadas de 2013 en adelante. Los reportes oficiales de Pemex advierten que comienza a observarse un estancamiento en las reservas descubiertas, principalmente por la baja inversión en exploración.

Los datos de la paraestatal revelan que en 2000 y 2001 se destinaron a exploración sólo 5 mil millones de pesos, cada año. En 2002 la inversión ascendió a 10 mil millones; en 2003, a 17 mil millones; 2004, a 22 mil millones; en 2005, a 15 mil millones, y en 2006 descendió a 12 mil millones. Por otro lado, agregó, la eventual construcción del gasoducto a Texas, el plan para explotar pozos en Chicontepec y los proyectos para aguas profundas del Golfo de México, entre otros, son ejemplos de proyectos injustificados, porque las metas, sobre todo en este último, están basadas en recursos prospectivos; es decir, que se infiere que hay crudo, pero no se ha comprobado.

Según Pemex, el volumen de los hidrocarburos no descubiertos -definidos como recursos prospectivos- ascienden a 53 mil 800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El especialista indicó que pese a que existen cuadros capacitados y honestos para que la empresa pueda operar eficientemente, la alta dependencia de las finanzas públicas de los recursos que genera la "*tienen atada de manos*". En necesario, añadió, actualizar el reglamento de trabajos petroleros, pero esto no es suficiente, se requiere crear instituciones con suficiente autonomía, capacidad para que se ejerza realmente esa rectoría del Estado.

"Que no le metan más goles a la Secretaría de Energía, porque el consejo de administración de Pemex no sirve para nada". Hay que impulsar la educación, como lo hacen en Noruega y Brasil; hay que promover la investigación y el desarrollo tecnológico. También aquí se requiere un proyecto gradual y reconstruir los cuadros técnicos de mantenimiento, ingeniería y construcción de obras que han sido destruidos por una política "*inconcebible*".

Mencionó que pese a que hay voceros y "*uno que otro despistado*" que insisten que la mejor manera de sacar a la industria petrolera de su rezago son las asociaciones con petroleras internacionales, desconocen que éstas lo que pretenden es depredar nuestros recursos y maximizar sus ganancias. Criticó el Plan Nacional de Desarrollo presentado

recientemente por el Presidente, dado a que se fijan metas a largo plazo sin tener siquiera la certidumbre de cuál será la plataforma de producción de Pemex hacia 2015.