# Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"



#### **REGULACIÓN**

Un repaso intentando anticipar los cambios que vendrán

#### INTEGRACIÓN REGIONAL

Retos y perspectivas de las interconexiones internacionales de electricidad

#### **HIDROELECTRICIDAD**

Aprovechamientos hidráulicos de propósitos múltiples



Reconquista 1048 - 2° P. / C1003ABV - CABA / Tel/Fax: (011) 4312-1111 int. 121 y 125

La Superintendencia de Servicios de Salud tiene habilitado un servicio telefónico gratuito para recibir desde cualquier punto del país, consultas, reclamos o denuncias sobre irregularidades de la operatoria de traspasos. El mismo se encuentra habilitado de Lunes a Viernes de 10:00 a 17:00 hs. llamando al 0800-222-72583.

#### Staff

Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

#### DIRECTOR

Ing. Gerardo Ariel Rabinovich

#### COMITÉ EDITORIAL

Lic. Jorge A. Olmedo Lic. Luis M. Rotaeche Luciano Caratori

#### ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes Franco Runco

#### DISEÑO

Disegnobrass Tel.: (5411) 4831 0778 db@disegnobrass.com www.disegnobrass.com

#### COMERCIALIZACIÓN

Disegnobrass proyectoenergetico@disegnobrass.com

#### **IMPRESIÓN**

Gráfica Pinter S.A. Diógenes Taborda 48/50 (C1437EFB) Ciudad de Bs As. - Argentina

DIRECCIÓN IAE Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS Ciudad de Bs As. - Argentina Tel / Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751 iae@iae.org.ar / www.iae.org.ar

### Comisión Directiva IAE

#### **PRESIDENTE**

Ing. Jorge E. Lapeña

#### VICEPRESIDENTE 1°

Dr. Pedro A. Albitos

#### VICEPRESIDENTE 2°

Ing. Gerardo Rabinovich

SECRETARIO Ing. Diego A. Grau

#### PROSECRETARIO

Sr. Luciano Caratori

#### **TESORERO**

Lic. Marcelo Di Ciano

#### PROTESORERO

Lic. Andrés Di Pelino

#### **VOCALES TITULARES**

Dr. Enrique Mariano, Lic. Jorge Olmedo, Ing. Jorge Gaimano, Ing. Jorge Forciniti, Dr. Néstor Ortolani, Sr. Vicente Pietrantonio, Ing. Jorge Enrich Balada, Lic. Bernardo Mariano

#### **VOCALES SUPLENTES**

Ing. Virgilio Di Pelino, Ing. Luis Flory, Ing. Ana María Langdon, Ing. Jorge Mastrascusa, Ing. Alfredo Storani, Lic. Luis Rotaeche, Lic. Anahí Heredia, Ing. Guillermo Malinow

#### REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari Dr. Francisco Gerardo

Dra. María A. Suzzi

# Proyecto Energético

#### 04. EDITORIAL

Gerardo Rabinovich

#### 06. OPINIÓN

Una estrategia para salir de la crisis eléctrica Jorge Lapeña

#### 10. MARCO REGULATORIO

Marco Regulatorio Eléctrico: Un repaso intentando anticipar los cambios que vendrían Agustín Siboldi

#### 18. HIDROELECTRICIDAD

Infraestructura para el manejo de aguas y la producción de electricidad en Argentina Guillermo V. Malinow

#### 22. INTEGRACIÓN REGIONAL

Retos y perspectivas de las interconexiones internacionales de electricidad Alberto Levy

#### 28. BRASIL

Balance del Sector Energético en Brasil en 2013

Edmar de Almeida

#### 32. NOTA TÉCNICA

Incidencia del Costo por arrangue en el Coste de Operación de unidades TG Análisis de Costos típicos representativos Sabino Mastrangelo

#### **36. INSTITUCIONALES**

- La Energía en Tiempos de Alfonsín Innovación, planificación energética, obras y autoabastecimiento
- La Política Energética como Política de Estado Consensos para una nueva política energética
- Energía Economía y Políticas
- Novedades Angel Reyna & Asociados S.R.L.

NÚMERO 100 - Mayo - 2014

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".

Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.

#### ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR

Este es un número muy especial de **Proyecto Energético**, ya que simboliza un esfuerzo continuo y sin interrupciones que nos ha permitido llegar a la **publicación número 100**, a lo largo de casi 30 años de trabajo, reflejando a través de estas páginas la historia moderna del sector energético argentino a partir de la recuperación de la democracia. Como nos recuerda Jorge Lapeña en su libro "La Energía en tiempos de Alfonsín" recientemente publicado por EUDEBA, **Proyecto Energético** ha sido una fuente de información histórica invalorable para sus investigaciones, ya que en sus publicaciones ha podido encontrar los testimonios de los protagonistas, relatando los hechos, las ideas, los proyectos, los éxitos y los fracasos con sus propias palabras.

Por supuesto, esta continuidad, con muy pocas equivalencias en medios especializados de similares características, sólo ha sido posible gracias a la constancia de quienes dirigieron esta publicación desde sus comienzos, y en particular por quien la llevó adelante por más de 25 años marcando su estilo editorial comprometido e independiente: Jorge Olmedo, quien continúa como miembro del Comité de Redacción junto a Luis Rotaeche y a Luciano Caratori. También son responsables de esta permanencia quienes forman parte del equipo de producción gráfica y comercialización, recordando aquí al va desaparecido Víctor Sulimovich, quien fuera durante muchos años el productor de Proyecto Energético, labor que ahora está a cargo de Disegnobrass, dirigido con entusiasmo por su presidenta, Paula Brass.

No serían completos estos agradecimientos a quienes hicieron y hacen posible esta realidad que es la Revista **Proyecto Energético**, si no mencionáramos a las empresas socias, a aquellas empresas que nos han apoyado con publicidad, y a los numerosos profesionales del sector que nos han aportado sus artículos, reportajes, comentarios, críticas, ideas y propuestas para poder analizar y comentar el pasado, presente y futuro de un sector clave para el bienestar y el crecimiento de nuestro querido país y de sus ciudadanos.

Festejamos estos 100 números trabajando, sin detenernos en una etapa simbólica alcanzada, porque la realidad de nuestro país y de su sector energético así lo exige. La realidad nos muestra que hoy más que nunca la energía es un condicionante para el logro de elementales objetivos sociales. La economía es cada vez más dependiente de las divisas que exige el sector energético para continuar brindando los servicios básicos indispensables para el funcionamiento de nuestra sociedad.

No hace falta ya demostrar la hipótesis que desde hace años sostiene el IAE "General Mosconi", por la que nuestro país ha entrado en una crisis energética estructural y se requieren acciones inmediatas para corregir la trayectoria del sector. Ese diagnóstico fue desconocido y combatido por quienes gobernaron las instituciones energéticas, las acciones no se tomaron y los resultados están a la vista. El déficit de abastecimiento eléctrico de fines de 2013, la factura creciente de importaciones de gas y combustibles, las tensiones sobre los precios de los servicios públicos, son elementos que demuestran la justeza del diagnóstico, que hoy pesan excesivamente sobre la economía y sobre la vida cotidiana de los argentinos.

Pero no nos quedamos en la situación cómoda de un diagnóstico justo y certero, sino que planteamos soluciones mirando con optimismo el futuro, con una propuesta superadora para salir de la crisis a partir de una estrategia unificada para el sector eléctrico, a partir de la cual se pueden definir políticas, planes y programas concretos de trabajo para revertir la decadencia del sector eléctrico (ver Jorge Lapeña).

Agustín Siboldi analiza la evolución de la legislación y la normativa del mercado eléctrico en los últimos diez años, llegando a la conclusión de que "no encuentra justificación alguna como para alimentar cualquier expectativa de pleno restablecimiento de la vigencia del marco legal conformado por las Leyes Nacionales Nº 24.065 y Nº 15.336, sino que es más lógico esperar la continuidad de las políticas desplegadas en los años de la emergencia hasta el final del actual mandato



presidencial". La construcción de un nuevo modelo para el sector eléctrico será tarea de quienes sucedan a quienes gestionan el mismo desde hace al menos una década, sin haber propuesto formalmente el régimen de ruptura o continuidad con el pasado, y sin aclarar sus ideas al respecto para salir de un estado de excepción que ya se ha revelado extremadamente prolongado.

No hay modelo en el mundo de donde copiar; las experiencias nacionales han sido diversas y todas han mostrado sus bondades y limitaciones. Vemos que Brasil también enfrenta dificultades e importantes desafíos en el corto plazo en su sector energético, debiendo enfrentar en forma urgente el financiamiento del sector eléctrico y de Petrobras: la crisis financiera que se delinea en el horizonte puede ser una amenaza terminal (ver Edmar de Almeida).

También los esfuerzos de integración energética han tenido resultados muy por debajo de las expectativas que se habían formulado en los años '70; Alberto Levy nos llama la atención para entender por qué las interconexiones eléctricas entre los países y los flujos de energía intercambiados no han podido alcanzar su potencial a pesar de los evidentes beneficios que ello traería aparejado, cuales son las restricciones políticas, macroeconómicas, y de aspectos sectoriales y suprasectoriales que impiden la construcción y

utilización a plena capacidad económica de las interconexiones energéticas internacionales.

Las tecnologías de generación hidroeléctrica y térmica deben enfrentar los desafíos que presentan las evidencias de la acción del hombre sobre la naturaleza. El fenómeno del cambio climático se presenta como una amenaza cada vez más desafiante; el abastecimiento de agua para riego y producción de alimento y consumo humano es cada vez más acuciante y a todos estos desafíos debe responder una estrategia para la construcción de un modelo de funcionamiento del sector eléctrico moderno y comprometido con los principios éticos de la humanidad.

Este número aniversario trata estos temas con el rigor científico y profesional que ha caracterizado a nuestra Revista durante toda su existencia, en forma comprometida e independiente, analizando la causa de los problemas, las razones del éxito y planteando soluciones para un futuro mejor. De esta forma y con el acompañamiento de quienes siempre nos han apoyado y de aquellos que se sumen en el futuro, seguiremos trabajando pensando en los próximos 100 números de **Proyecto Energético**, como el aporte a la comprensión de lo que sucede en el sector energético de la Argentina y del mundo, desde la perspectiva del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".



# UNA ESTRATEGIA PARA SALIR DE LA CRISIS ELÉCTRICA

¿Es posible superar la crisis eléctrica? Jorge Lapeña presenta los lineamientos básicos de una estrategia para superar la decadencia.

En la crisis energética, nunca reconocida por los funcionarios gubernamentales, ocupa un lugar central el capítulo eléctrico. Estaría de más decir que si los funcionarios gubernamentales no reconocen la crisis energética, tampoco reconocen la existencia de una crisis en el sector eléctrico.

En este contexto, ya sin posibilidades de diálogo entre la partes, hay que resignarse a reconocer que la existencia de problemas estructurales en nuestro sector no podrá -al menos en los años que quedan a esta administración-, resolverse en el marco de un diálogo abierto y transparente, con argumentos apoyados en la razón, en el conocimiento académico, la racionalidad de los argumentos y sin contrariar las leyes de la ciencias en que se apoya la prestación del servicio público de electricidad en una economía moderna.

Una revista como Proyecto Energético, no puede eludir ni el tratamiento de esta importante cuestión, ni mucho menos el debate sobre la misma. Lo hemos hecho desde el Instituto en el pasado y lo hacemos ahora, a mediados de 2014. La colección de los números de Proyecto Energético en los últimos 30 años da fiel testimonio de lo afirmado.

El sector eléctrico se caracteriza por las siguientes características:

#### 1. EN LO TÉCNICO

- A. Los cortes de electricidad en el área metropolitana en diciembre de 2013 y enero de 2014 mostraron que el sistema de distribución en la zona del país más densamente poblada, y en consecuencia la políticamente mas relevante, no está en condiciones de satisfacer con continuidad y seguridad la demanda máxima por un período prolongado que se produce, naturalmente, los días de más altas temperaturas medias, y especialmente si estos se producen dentro de lo que se denomina "ola de calor".
- **B.** Producidos los cortes en forma generalizada en la red de distribución, las empresas distribuidoras no están en



JORGE LAPEÑA
Presidente del IAE General
Mosconi.

condiciones de reponer las fallas en un tiempo razonable. La experiencia probó claramente que los tiempos de reposición del servicio excedieron todo lo razonable.

- C. Un análisis complementario permite afirmar simultáneamente que el sistema de generación operó en esos días en el límite técnico, sin reservas suficientes (rotante, fría, etc.) para hacer frente a contingencias de salidas intempestivas. Dicho de otra forma, los cortes del suministro muestran que el pico de máxima demanda anual de 2013/2014 no pudo ser satisfecho por una insuficiencia estructural del sistema.
- D. Los puntos A) a C) precedentes, podrían ser interesante tema de un Seminario ad hoc, para saber dónde estamos parados en este tema, para reunir consensos respecto a un tema relevante. Sería bueno que quien organizara este debate fuera el MINPLAN; debería invitarse al mismo a los organismos públicos y privados interesados y a las ONG. El IAE, desde ya, debería ser invitado y podría presentar y debatir sus puntos de vista y sus propuestas. Si el MINPLAN no lo hiciera, sería muy importante que el Seminario lo organice el IAE e invite a MINPLAN a expresar sus puntos de vista.

#### 2. EN LO ECONÓMICO

**E.** Desde un punto de vista microeconómico, las empresas eléctricas están en una situación patrimonial lamentable y de resultados operativos negativos. Esto

persiste en el tiempo, manteniéndose por más de diez años. Es consecuencia de una política equivocada y tiene al MINPLAN como principal responsable. La Secretaria de Energía es un organismo que perdió todo su protagonismo histórico y es irrelevante para la solución de este grave problema.

- **F.** El quebranto de las empresas es un hecho irracional que se produce al margen de la legislación y la normativa y con la complicidad del ENRE. Se agrava, naturalmente, en un contexto inflacionario, que es uno de los más elevados en el mundo.
- G. La consecuencia directa es el retraso de la inversión por parte de las distribuidoras. Diez años de atraso dan como consecuencia lo que se ve hoy: insuficiencia de la infraestructura de distribución para abastecer la demanda máxima sostenida, y baja potencia instalada respecto a la necesaria para abastecer la demanda máxima con adecuado nivel de reserva técnica.

# 3. LA EXPANSIÓN DE LA OFERTA NO RESPONDE A NINGUNA ESTRATEGIA ENERGÉTICA

- H. Siendo Argentina un país con producción crónicamente decreciente en materia de hidrocarburos, cada año es más importante la fracción de la energía eléctrica que se produce con hidrocarburos, cada año la energía hidroeléctrica es una fracción menor, y en consecuencia, cada año la energía termoeléctrica demanda más hidrocarburos importados.
- I. No hay inversiones en energía hidroeléctrica, como las hubo intensamente en el pasado, a pesar de la gran cantidad de proyectos existentes.
- J. El sector público ha construido desde el 2003 hasta el presente el 70% de toda la nueva potencia instalada. Lo ha hecho con instituciones inapropiadas, sin la experiencia adecuada (vg. ENARSA), pagando

- altos costos, pagando precios no transparentes incluyendo sobrecostos injustificados y utilizando fondos presupuestarios sin financiación genuina (subsidios energéticos).
- K. No existe ninguna estrategia de equipamiento enmarcada en una política de mitigación del cambio climático, ni diversificación de la matriz energética.

#### 4. ANORMALIDAD INSTITUCIONAL

- L. Existe una crisis institucional en el sector eléctrico, caracterizado por un bajo nivel jerárquico de la Secretaría de Energía de la Nación, falta de Planificación Energética Estratégica, y Entes Reguladores subordinados al nivel político que no cumplen, o lo hacen muy parcialmente, las funciones previstas en la legislación y la normativa vigente;
- M. El sector se desenvuelve inexplicablemente bajo la prórroga de la Ley de Emergencia Económica Nº 25.761 desde 2002 hasta el presente.

#### 5. UNA ESTRATEGIA UNIFICADA PARA SALIR DE LA CRISIS ELÉCTRICA

La salida de la situación de crisis descripta, requiere de una estrategia unificada para solucionar definitivamente los problemas expuestos.

#### a. Tarifas de distribución

- **a1.** Fijar tarifas de distribución en el área metropolitana de Buenos Aires y Gran Buenos Aires (empresas EDENOR Y EDESUR), que aseguren la recuperación de todos los costos eficientes, incluidos la depreciación de los activos con valor actualizado.
- **a2.** El cometido anterior se puede cumplimentar en un plazo de 24 meses.

#### **TECNOLATINA** Nuestra energía a su servicio Servicio de Ingenieria y Consultoria TECNOLATINA S.A. Generación, Transporte Suipachii 1111 - Piso 31" y Distribución de Energia Eléctrica (C1008AAW) Buenos Aires Argentina Contratos de abastecimiento de Gas Natural y Energia Eléctrica TE: 4312-0066 - Lineas Rotativas Ampliaciones y accesos a los sitemas de Transporte de Gas Natural Email: tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar y Energia Electrica Website: www.tecnolatina-sa.com.ar



- **a3.** Durante un plazo de 48 meses, las inversiones de las empresas de distribución del área metropolitana se decidirán en un comité empresario ad hoc, y su ejecución será aprobada y supervisada por el ENRE.
- **a4.** Se deroga la prohibición de incrementar las tarifas de Distribución acordada entre las provincias y la Nación.

#### b. Precios retributivos de la generación

- **b1.** Para Energía Hidroeléctrica, se fijan precios que retribuyen costos eficientes de operación y mantenimiento. Se realizarán acuerdos de cancelación anticipadas de las concesiones, que en su mayoría vencen en 2023.
- **b2.** Para las centrales termoeléctricas, se reconocen precios que retribuyen costos eficientes de operación y mantenimiento y los costos auditados correspondientes al consumo de combustibles.
- **b3.** Para las nuevas centrales que se construyan a partir de 2015, se fijan como precios de retribución los que surjan de las licitaciones por compra de potencia nueva que realizarán las Distribuidoras de Energía.
- **b4.** Las propuestas que se describen en b1), b2) y b3), constituye una novedad en nuestro medio y requieren de importantes modificaciones en el marco regulatorio vigente, tanto en la Ley 24.065, como en el resto de la normativa vigente.

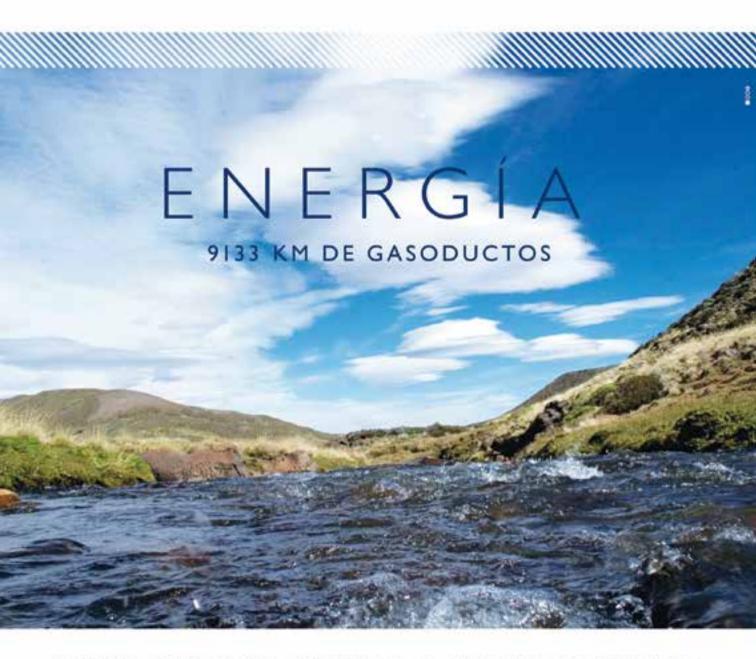
#### c. Despacho de las centrales

El Despacho continuará siendo realizado por

CAMMESA y tendrá como finalidad obtener el menor consumo de combustibles de todo el parque generador.

#### d. La diversificación de la oferta energética en el sector eléctrico

- **d1.** Se fija como objetivo reducir la participación de la energía termoeléctrica en el total generadom incrementar la utilización de energías renovables, particularmente se darán preferencia a la eólica y la hidroeléctrica.
- d2. Se crea un fondo específico para la financiación de energías renovables, de los componentes de fabricación local de las centrales eólicas e hidroeléctricas. Este fondo se constituirá con un gravamen sobre la totalidad del consumo de hidrocarburos consumidos en todo el Territorio Nacional durante 10 años. El Fondo será autárquico y se regirá en los criterios de proyectos elegibles y condiciones de financiación de proyectos, con reglamentos que deben ser aprobados por la Autoridad de Aplicación.
- d3. Se crea la Agencia Nacional de Energías Renovables, cuyo objeto es la elaboración del banco de Proyectos (hidroeléctricos, eólicos, geotérmicos, solares, biomasa, etc.) existentes, actualizando los mismos cuando ello resulte necesario para tal fin. Se hará el inventario de recursos renovables para la utilización económica en la generación eléctrica con criterios modernos. Se fijarán criterios normativos uniformes para la realización de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) de Proyectos de Energías Renovables.



NUESTRO COMPROMISO: CONTRIBUIR AL DESARROLLO SUSTENTABLE CUIDANDO EL MEDIO AMBIENTE Y MEJORANDO LA CALIDAD DE VIDA.



Más energía para un país que crece.



# Marco Regulatorio Eléctrico Un repaso intentando anticipar los cambios que vendrán

¿Cómo llegamos hasta aquí? Agustín Siboldi realiza un pormenorizado relato de la evolución del Marco Regulatorio Eléctrico en la última década.



#### **AGUSTÍN SIBOLDI**

Abogado (1993) especializado en regulación económica (energía y telecomunicaciones) y defensa de la competencia, socio del Estudio O'Farrell (ingresó en 1998 y es socio desde 2007), colaborador del equipo de trabajo para la propuesta de un marco legal especial para las fuentes de energía renovables del Instituto Argentino de Energía General Mosconi.

Recibe comentarios en siboldia@eof.com.ar

El objeto de este artículo es intentar anticipar los cambios que podría sufrir el marco regulatorio eléctrico en el corto plazo, digamos hasta el fin del corriente mandato presidencial, y en el largo plazo, asumiendo que éste estará asociado a la gestión del equipo de trabajo que acompañe a quien suceda a la actual titular del Poder Ejecutivo Nacional.

Tal distinción implica adelantar una de las conclusiones principales de esta propuesta, esto es, que en el corto plazo no observaríamos el retorno a la plena vigencia de la legislación sectorial (leyes 15.336 y 24.065) y su reglamentación, ni el establecimiento de una nueva legislación integral para el sector, sino que prevalecerán las soluciones paliativas que se han registrado en los últimos doce años, enroladas en la emergencia vigente desde 2002 y que se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2015, en forma coincidente con lo que hemos definido como corto plazo¹.

Para llegar a esa conclusión, se hace necesario hacer un repaso de lo acontecido en materia de regulación del mercado eléctrico bajo la gestión de las actuales autoridades nacionales. A ese fin, nos proponemos repasar los tres segmentos sectoriales típicos –generación, transporte y distribución–, sumando el de producción de gas natural, habida cuenta de la histórica y creciente participación de la generación térmica en el parque generador nacional.

En materia de producción de gas natural, se registra un déficit en la producción local que hoy día se ve complementada por la importación de este insumo energético. Parece haber consenso generalizado en cuanto a que tal situación se ha visto causada por la ausencia de incentivos a la producción hidrocarburífera desde que se declarara la emergencia allá por el año 2002. Es que a partir de tal oportunidad y en el afán de superar la crisis que llevara a tal emergencia, las autoridades nacionales establecieron un estricto congelamiento tarifario que bloqueó el traslado a las tarifas del precio de compra del gas natural consumido internamente, a lo que se sumo la decisión de destinar todo el gas natural producido localmente a abastecer el mercado interno<sup>2</sup>, lo que derivara, para el productor, en la imposibilidad de exportar y de acceder a precios más atractivos. En este segmento ello implicó que el valor del gas natural quedase virtualmente congelado por prácticamente dos lustros.

Dicho consenso empieza a gestarse allá por el año 2004, en el que el Poder Ejecutivo Nacional instruyó a la Secretaría de Energía para que elabore un esquema de normalización del precio de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte<sup>3</sup>, y luego fue ganando espacio entre las huestes de las actuales autoridades con la aprobación, en 2008, del programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus"<sup>4</sup>, la aprobación de numerosos proyectos bajo tal programa —que contemplaba el reconocimiento de mejores precios para el gas nuevo—, y se fue acentuando hasta la sanción de la ley que declaró de interés público alcanzar el autoabastecimiento hidrocarburífero y declaró de utilidad pública el paquete accionario de YPF<sup>5</sup>, hasta llegar a ser generalizado con la aprobación de un nuevo régimen de promoción de inversión para la explotación de hidrocarburos<sup>6</sup> y, en particular, con el establecimiento del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural".

La producción de hidrocarburos demanda una importante actualización legislativa a partir de la verificación de distintos factores que indican que la actual Ley Nacional de Hidrocaburos resulta insuficiente para darle adecuado tratamiento: la presencia de una enorme riqueza en recursos hidrocarburíferos no convencionales, cuya explotación exige condiciones diferentes a las actuales8; la provincialización de los recursos, que hace necesario armonizar las iniciativas legislativas para evitar la multiplicación innecesaria de exigencias y hasta contradicciones que pueden haberse derivado del ejercicio de las competencias provinciales9, que se podrían traducir en obstáculos para el desarrollo de tan importantes recursos<sup>10</sup>. Ello, sin perjuicio de otros aspectos "macro", cuya atención es igualmente imperiosa, tal como la necesidad de proveer pautas claras y estables para el ingreso de inversiones desde el extranjero y la remesa de utilidades una vez que los recursos se hubiesen transformado en reservas y en producción (lo que sugiere que durante posiblemente un lustro el flujo de divisas resulte superavitario, ayudando a revertir el actual déficit de divisas producido en una significativa porción por la necesidad de importación de gas)<sup>11</sup>.

A partir de la expropiación de YPF, este segmento –posiblemente por su potencial para revertir el déficit de divisas—ha concentrado importantes esfuerzos de las autoridades nacionales, que soportan cierto grado de optimismo respecto a la posibilidad de que la apuntada necesidad legislativa se vea saldada en el corto plazo, expectativa que no guardamos para el resto de los segmentos aquí relevados.

Quedará entonces para la próxima gestión el objetivo de que el mercado eléctrico argentino vuelva a encuadrarse en el marco legal vigente.

Más allá de ello, resulta claro que las iniciativas hoy adoptadas por las autoridades nacionales, concentradas en la recuperación del precio del gas natural como insumo esencial de la estructura energética de nuestro país, repercutirán irremediablemente en el sector eléctrico, en la medida que importarán el incremento de los costos de generación, que sería saludable sea objeto de traslado a la tarifa.

Con tal antecedente fáctico presente, relevaremos ahora el segmento de generación de energía eléctrica. Cabe empezar por recordar que el precio de la oferta de generación estaba librada a la competencia de mercado, en cuyo contexto el precio era establecido libremente por las partes con posibilidad de contratación directa y –en los restantes casos– era definido en base a la denuncia de costos de generación y era objeto de traslado a la tarifa.

Al igual que en el sector de hidrocarburos, a partir de la emergencia declarada a comienzos de 2002, las autoridades nacionales dispusieron fuertes limitaciones al reconocimiento de los costos de generación de electricidad, que en los hechos mutó de precio a una tarifa regulada



en todos los segmento, congelamiento que también se vio reflejado en la ausencia de traslado al consumidor final de todo incremento de aquel costo.

Tal estrategia, destinada a lidiar con los efectos de la crisis, se vio reflejada en toda la cadena de valor del sector eléctrico –generación, transporte y distribución– en la sucesión de las siguientes medidas:

- 1. Pesificación y congelamiento de precios y tarifas, que se tradujo en un retraso inicial en la sanción de nuevos "precios estacionales" y en la falta de traslado a las tarifas de los pocos precios sancionados y, luego, en la falta de aprobación de nuevos "precios estacionales" que fuesen reflejando los mayores costos de generación<sup>12</sup>.
- 2. Renegociación de los términos y condiciones de los contratos de concesión vigentes, entre los años 2005 y 2006, luego incumplidos al no realizarse el reconocimiento de los mayores costos ni llevarse adelante las revisiones tarifarias comprometidas<sup>13</sup>.
- 3. Consecuente desfinanciación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM),toda vez que los "precios estacionales" no reflejaban los costos de generación, lo que redundó en la creciente insuficiencia de los ingresos del MEM que, provistos por la demanda eléctrica permitiesen cubrir los costos de la oferta, hasta el extremo de que hoy día sólo solventaría el 20%.
- **4.** Dicho déficit fue y es cubierto en una proporción significativa mediante aportes del Tesoro Nacional<sup>15</sup> y, en otra, mediante la emisión de documentos comerciales sin fecha de vencimiento que reciben los agentes generadores que conforman la oferta de electricidad, en lo que constituye un régimen de consolidación de deudas sin fecha prevista de pago<sup>16</sup>.
- 5. Como lógica consecuencia de ello, desaparecieron los incentivos económicos que daban lugar al crecimiento de la oferta de generación eléctrica, que las autoridades nacionales detectaron e intentaron revertir mediante distintos esquemas de incentivos para fomentar la ampliación de dicha oferta. Entre ellas, la promesa de cancelación de la deuda consolidada como contrapartida de la inversión en nuevos proyecto<sup>17</sup> y la celebración de contratos de abastecimiento del MEM<sup>18</sup>.
- 6. Tales programas de incentivos fueron cumplidos sólo en forma parcial, pero tuvieron no obstante incidencia sustancial en –hasta donde conocemos– prácticamente todos los proyectos concretados.

- 7. El crecimiento de los costos que debieron afrontar las distribuidoras federales EDENOR, EDESUR y EDELAP (ésta, hasta su traspaso a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires), sin mayores ingresos tarifarios que los compensen, las colocó ante la imposibilidad fáctica de cubrir los costos de operación y mantenimiento y –a la vez–, cancelar el costo mayorista de la energía eléctrica distribuida, acentuando el déficit reinante.
- 8. Ello importó el ingreso del Órgano encargado del Despacho Nacional de Cargas, CAMMESA, en un rol desconocido hasta entonces, como contratante en los contratos de abastecimiento de electricidad, con el objeto de satisfacer la creciente demanda<sup>19</sup>.
- 9. En forma paralela, y ante el incumplimiento de las pautas resultantes de la renegociación del contrato de TRANSENER, se celebraron nuevos acuerdos tendientes a reconducir la ecuación económica de la única transportista en ultra alta tensión, a cambio de lo cual se le exigió el desistimiento de los planteos administrativos y judiciales que había encausado.
- 10. Ante idéntico escenario, y con relación a los contratos de distribución de energía eléctrica, se adoptaron distintas medidas paliativas tendientes a proveer los recursos necesarios para cubrir las necesidades de inversión que presentaban las redes ante el quiebre de las ecuaciones económico-financieras, derivada de la falta de reconocimiento de los mayores costos en que debieron incurrir a lo largo de una década<sup>20</sup>.
- 11. Tanto las medidas relativas al transporte como aquellas otras relacionadas con la distribución no dieron lugar a nuevos ingresos tarifarios, sino que generaron medidas alternativas que en ningún caso importaron el restablecimiento de la plena vigencia de sus respectivos contratos y del marco regulatorio resultante de la ley sectorial.
- 12. Ante el cumplimiento parcial de los compromisos asumidos por el Estado Nacional para la regularización de la oferta de generación eléctrica, las autoridades nacionales volvieron a la carga con nuevos esquemas de incentivos para la ampliación de la capacidad instalada de generación eléctrica<sup>21</sup>, a la par que sancionaron un nuevo esquema remuneratorio que dispuso la suspensión del "Mercado a Término" y de toda posibilidad de celebrar contratos de abastecimiento entre oferta y demanda, rol que monopolizó CAMMESA en todos los casos en que no medien contratos de abastecimiento trabados bajo los mencionados esquemas de incentivos a la ampliación de la demanda<sup>22</sup>.

A partir de las decisiones adoptadas por la autoridades nacionales en los últimos meses para revertir el déficit que acucia al MEM, conocido como "Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina", así como el trascendido de que se volverían a aplicar nuevos regímenes de incentivos para la ampliación de la capacidad instalada de generación eléctrica a través del compromiso de cancelación de las LVFVD que se apliquen a tales nuevos proyectos, así como que se actualizarían los valores reconocidos por la reciente Resolución SE 95/2013 que remunera la potencia y energía entregada en el "mercado spot", no parece haber justificación alguna a cualquier expectativa de pleno restablecimiento de la vigencia del marco legal conformado por las Leyes Nacionales de Electricidad 15.336 y

24.065 y el marco normativo dictado en su consecuencia.

Antes bien, veremos la extensión de las políticas desplegadas en los años de la emergencia hasta el fin del actual mandato presidencial, que coincidirá con el vencimiento de dicha emergencia.

Quedará entonces para la próxima gestión el objetivo de que el mercado eléctrico argentino vuelva a encuadrarse en el marco legal vigente, para abandonar definitivamente el estado de excepción por el que se rige desde la emergencia declarada a principios de 2002.

El autor agradece la deferencia de Gerardo Rabinovich y Luis Rotaeche de hacerlo partícipe de esta publicación.

#### **NOTAS**

- (1) La emergencia fue declarada por Ley 25.561, B.O. 07/01/2002, fue prorrogada por sendas leyes, y actualmente se encuentra prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2015, por art. 1° de la Ley 26.896, B.O. 22/10/2013.
- (2) Bajo el amparo del art. 6 de la Ley 17.319, B.O. 30/06/1967.
- (3) Decreto 181/2004, B.O. 16/02/2004. Dicho esquema fue elaborado y consensuado con algunos productores de gas natural, mediante un acuerdo cuya vigencia se extendería hasta el 31 de diciembre de

2006, y resultaría aplicable al gas natural que los productores suministraran a (i) distribuidoras, respecto de aquellos volúmenes no destinados a abastecer a los usuarios residenciales y a los pequeños comerciantes; (ii) nuevos consumidores directos; y (iii) generadores de electricidad con destino al mercado interno. Luego fue mutando bajo distintos esquemas, todos orientados al cumplimiento del objetivo de normalizar el precio del gas natural, incluso reflejándolo en la tarifa de distribución.

(4) Res. SE 24/2008, B.O. 13/03/2008.



- (5) Ley 26.741, B.O. 07/05/2012.
- (6) Decreto 929/2013, B.O. 15/07/2013.
- (7) Creado mediante la Resolución CPyCEPNIH 1/2013, B.O.14/02/2013, dispuso que los productores beneficiarios de dicho programa recibirán 7,5 USD/MMBtu por la inyección de gas natural que supere la denominada "Inyección Base Ajustada", estando a cargo del Estado Nacional abonar como compensación la diferencia entre el precio efectivamente percibido por el productor por dicho gas y los 7,5 USD/MMBtu reseñados. Recordemos que el precio del gas natural "viejo" gira alrededor de los 2 USD/MMBtu.
- (8) Nos referimos a la necesidad de contemplar la particular condición de los recursos no convencionales y marítimos, que demandan la flexibilización de los términos de los permisos de explotación y concesiones de explotación: por ej. mayores plazos, concesiones de carácter no sólo horizontal –como las hoy vigentes– sino también verticales, condiciones particulares para los pozos en etapa de recuperación secundaria y terciaria, todo lo cual, junto con un régimen más flexible de cesión de los derechos de exploración y explotación, haría factible que cada productor pueda aplicar sus esfuerzos y recursos en aquellas áreas cuyas características resulten más afines a su especialización.
- (9) Tales como: estándares mínimos ambientales; demanda de mano de obra local que colisionaría con la prohibición constitucional de establecer aduanas interiores; tensión entre las apetencias fiscales y la necesidad de aplicar el capital al desarrollo de los recursos como vía de crecimiento del sector y de las provincias, en lugar de exigir la participación de renta hidrocarburífera en áreas en las cuales los recursos no han sido desarrollados, lo que importa un claro obstáculo en el cumplimiento de tal objetivo; multiplicación de "hechos imponibles" que desconocen los límites jurisdiccionales trazados por nuestra Constitución Nacional, que demanda un fuerte compromiso de estabilidad fiscal; la falta de institucionalización de los pueblos originarios; por nombrar algunos casos.
- (10) Nuestra Constitución Nacional provee el soporte necesario para que estas iniciativas armonizadoras sean lideradas por el Estado Nacional: art. 9, 10, 30, 41, inc. 17, 18 y 19 del art. 75, art. 124, art. 126 y ccs.
- (11) Necesidad que el propio Poder Ejecutivo Nacional ha detectado y procurado salvar –en forma insuficiente a nuestro criterio– por medio del Decreto 929/2013.
- (12) Generación: Antes de la emergencia el Precio de la Potencia remunerada era de U\$\$10 (Res. SEE 61/1992), en tanto los Costos Variables de Producción –CVP– eran remunerados en base a los costos denunciados por los generadores términos y por el Valor Agua VA– en el caso de los hídricos.

Después de la emergencia: (i) El Precio de la Potencia fuépesificado (U\$S1 = \$Arg1, conf. Res. SE 2/2002: Precio base: 5\$/MW por hora en que se remunera la Potencia y Precio por confiabilidad: 5\$/MW por hora en que se remunera la Potencia). (ii) Luego se establece un Nuevo Precio de Potencia por Res. SE 246/2002 ("Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD)" 10\$/MW/ hora, en el Período en que se remunera; estableció que debía ser ajustado por un Factor "Kppad", que sería fijado por la Secretaría de Energía; estableció la magnitud de cada parámetro para definir el precio; definición a cargo de la Secretaría de Energía; desde 1/08/02 el valor del Kppadfué 1.20, que resulta en un \$PPAD de 12\$/MWh - Res. SE 317/02.

**Transporte y Distribución**: pesificación de la tarifa (U\$S1 = \$Arg1, conf. Ley 25.561, art. 8).

(13) Todos los antecedentes de este proceso pueden encontrarse en http://www.uniren.gov.ar/energia.htm. Un muy apretado resumen del mismo podría traducirse en lo siguiente:

#### Antes de la emergencia:

- Transporte y distribución de electricidad fueron definidos como servicios públicos, cuya prestación es encomendada a empresas privadas bajo un Contrato de Concesión (conf. Leyes 15.336 y 24.065).
- El precio que reciben los prestadores privados se encuentra establecido a través de una tarifa que se establece de acuerdo a los criterios del Capítulo X de la Ley 24.065 de modo que "Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno" (art. 40, inc. a). Los concesionarios de distribución tienen derecho a que el precio de la electricidad adquirida en el MEM sea asumida por el usuario, mediante su traslado a la tarifa.
- Revisión tarifaria semestral: "Los costos propios de distribución se recalcularán cada 6 (seis) meses y tendrán plena vigencia en los 6 (seis) meses siguientes a la fecha de actualización." a fin de que mantener la ecuación económico-financiera de prestación del servicio ante la variación de los precios relativos de la economía (SU-BANEXO 2 - PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO del Contrato de Concesión).
- Revisión Tarifaria Integral cada 5 años en la que se definen nuevamente todos los costos de la prestación, incluyendo los del capital aplicado.
- Período de Gestión que hubiera dado lugar a una licitación periódica que podría haber generado cambios en el accionista controlante.

#### Después de la emergencia:

- Pesificación y congelamiento 1 USD = 1 AR\$.
- Retraso tarifario, no hay subsidios en transporte y distribución, y consecuente quiebre de la ecuación económico-financiera.
- Renegociación del Contrato de Concesión mediante sendas Actas Acuerdo aprobadas por el Congreso de la Nación, previa audiencia público y ratificación vía decreto del Poder Ejecutivo de la Nación.
- Dichas Actas Acuerdo dispusieron un "Periodo de Transición Contractual"-PTT- y un "Régimen Tarifario de Transición" (RTT que involucra el reconocimiento semestral de los mayores costos por la variación de los precios relativos) y el compromiso de realizar la Revisión Integral Tarifaria RTI, cuyo cumplimiento hubiera importado la conclusión del proceso de renegociación desarrollado conforme a lo dispuesto en las leyes 25.561, 25.790, 25.820, 25.972 y 26.077, y el decreto 311/03. Además de precisar términos y condiciones del PTC, el Acta Acuerdo fija las condiciones para las concesionarias y sus accionistas suspendan primero y luego desistan de las acciones iniciadas con motivo del quiebre de los Contratos de Concesión.
- La falta de realización de la RTI implicó la extensión sine die del PTC.
- Y la necesidad de reencauzar los términos del Acta Acuerdo, lo que –en el caso de TRANSENER– dióAcuerdo Instrumental y al desistimiento de las acciones iniciadas.
- Luego, se verificó la renovación Acuerdo Instrumental, que diera lugar a la exigencia de un nuevo desistimiento.
- (14) Conforme lo exige el art. 36 y normas ccs. de la Ley 24.065.
- (15) De conformidad con lo establecido en la Ley 11.672 (B.O. 11/01/33)–Ley Complementaria Permanente de Presupuesto–, el Poder Ejecutivo Nacional quedó obligado a otorgar aportes no reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado creado por el artículo 37 de la Ley 24.065, con destino al pago de las obligaciones exigibles de dicho Fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas

y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el MEM mediante el auxilio financiero al Fondo de Estabilización creado por Resolución SEE 61/1992 (B.O.13/05/92), sus modificatorias y complementarias, en el marco del artículo 36 de la ley 24.065 y administrado por CAMMESA (Artículo 19 de la Ley 26.337 incorporado por art. 101 de la Ley 26.337, B.O. 28/12/2007).

(16) Resolución Nº 406/2003 (B.O. 08/09/2003) y Resolución SE Nº 943/03 (B.O. 10.12.03), que aclara que las LVFVD (o *"Liquidaciones de Fecha de Vencimiento a Definir"*) no constituyen créditos líquidos y exigibles en los términos del art. 819 del Código Civil.

(17) Por ejemplo, las Resolucionesde la Secretaría de Energía: 1281/2006 (B.O. 05/09/06) que crea el "SERVICIO ENERGIA PLUS"; 220/207 (B.O. 22/01/07) y 724/2008 (B.O. 24/07/08)que –junto con otras similares– habilitó la realización de CONTRATOS DE COMPROMISO DE ABASTECIMIENTO MEM, asociados a la reparación y/o repotenciación de grupos generadores y/o equipamientos asociados.

(18) Ver nota 17.

(19) Ver nota 17.

(20) Por Resolución SE 1037/07 se aprobó un mecanismo provisorio –hasta tanto se reconozca el efectivo traslado a la tarifa de los montos correspondientes a la aplicación de la cláusula 4.2 del Acta Acuerdo– que permitió a las distribuidoras deducir de los fondos recaudados en el marco del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica ("PUREE") y que debían destinarse al Fondo de Estabilización del MEM, los montos correspondientes al ajuste de ingresos por variación de costos cuyo traslado a tarifa aún no fue aprobado.

La Resolución ENRE 347/12 el ENRE autorizó la aplicación de un nuevo cargo tarifario: "monto fijo para inversiones en infraestructura y mantenimiento", en los términos de lo dispuesto en la Cláusula 4.2 de las Actas Acuerdo y a cuenta de los créditos y débitos que resulten del análisis que efectúe el ENRE al momento de la RTI.

Por Resolución SE 250/13 el Estado Nacional: (i) reconoció que las

distribuidoras federales tenían un crédito por la diferencia entre los ingresos efectivamente recibidos desde mayo 2007 hasta febrero 2013 y los que hubiesen percibido si los costos propios de distribución se hubiesen ajustado semestralmente al menos por el porcentaje que surge de la fórmula del Mecanismo de Monitoreo de Costos - "MMC", prevista en el Anexo I del Acta Acuerdo; (ii) las autorizó a compensar este crédito con la deuda que las distribuidoras tenían por los fondos excedentes del PUREE que en concepto de auxilio financiero el Estado Nacional le autorizó a no ingresar al Fondo de Estabilización del MEM (Res. SE 1037/07); (iii) instruyó a CAMMESA a emitir LVFVD por el MMC por el crédito reconocido luego de haberse realizado la compensación de este crédito con la deuda que las distribuidoras tienen por los fondos excedentes del PUREE que en concepto de auxilio financiero el Estado Nacional le autorizó a no ingresar al Fondo de Estabilización del MEM (Res. SE 1037/07); (iv) autorizó a CAMME-SAa recepcionar las LVFVDpor el MMC como parte de pago de las deudas que por las transacciones económicas del MEM tienen las distribuidoras; e (v) instruyó a las distribuidoras a ceder al Fideicomiso constituido por la Res. ENRE 347/12, el crédito correspondiente a las LVFVD por el MMC excedentes, una vez cumplimentada la recepción de estas Liquidaciones como parte de pago de las deudas que por las transacciones económicas del MEM tenían las distribuidoras.

#### (21) Readecuación del MEM - Res. SE 1427/04

- FONINVEMEM: Compromiso nuevos proyectos y aporte mínimo del 65% LVFVD
- La SE se comprometió remunerar la Potencia al equivalente en pesos (\$) de lo que abonaba previo al dictado de la Ley 25.561, "a partir de la entrada en operación comercial del o los nuevos equipamientos construidos con recursos del FONINVEMEM"
- Acta de Adhesión y ratificación por Res. MINPLAN 1506/06
- Acuerdo Definitivo Belgrano (7/01/10) y Timbúes (2/02/10)

#### "ACUERDO GENERACIÓN 2008-2011" - 24/11/05:

- Fija nuevos valores y establece la Disponibilidad Objetivo para acceder a ellos
- Los nuevos valores no alcanzaron el equivalente en pesos (\$) de lo que abonaba previo al dictado de la Ley 25.561 (de U\$S 8.8 a 10.5 aprox.)



#### Costo Variable de Producción - CVP:

- "Máximos reconocidos de Costo Variables de Producción" -Res. SE 8/02- La SE podrá fijarlos "ex-post" a la declaración o redeclaración de CVP por parte de los agentes
- Los CVP declarados o los fijados por la SE, serán los utilizados para las transacciones
- Nuevo procedimiento para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios para el Período Estacional Invierno - Res. SE 1/03
- Máximos CVP a reconocer como "mantenimiento" y "otros no combustibles" - Res. SE 150/02
- Adicionales a tales máximos para la generación con Gas Oil y Fuel Oil – Nota SE 1134/07

#### "ACUERDO GENERACIÓN 2008-2011" - 24/11/05:

- Acordó nuevos valores –adicionales– de los Máximos Reconocidos a reconocer como "mantenimiento" y "otros no combustibles" como "Sobrecostos Transitorios de Despacho" - SCTD
- Estableció la Disponibilidad Objetivo para acceder a tales nuevos valores
- Los nuevos valores no son considerados para la determinación de los CVP para el despacho ni del Precio Spot del MEM

# Cumplimiento del "ACUERDO GENERACIÓN 2008-2011"-24/11/05:

- Instrumentación y aplicación desde el 25/11/05, fecha de firma -Nota SE 8486/2010 (16/12/10)
- Consideración de los conceptos de remuneración acordados como LVFVD hasta tanto se formalicen los instrumentos contractuales y se instruya el curso a seguir - Nota SE 924/11 (3/02/11)
- Consideración de los conceptos de remuneración acordados en forma independiente "...en función de la documentación que sea presentada producto del avance de los distintos Proyectos que se ejecutan en el marco del" ACUERDO GENERADORES" - Nota SE 297/11 (19/04/11)
- Cumplimiento parcial y progresivo por parte de CAMMESA
- Aprobación de la Programación Estacional Noviembre 2011-Abril 2012 incluyendo el cálculo de los conceptos remunerativos acordados – Res. SE 1301/11 (7/11/11)
- Convocatoria a los Generadores firmantes del ACUERDO GENE-RADORES a manifestar su decisión de extender la vigencia hasta el 31/12/2012 – Nota SE 386/11 (28/12/11)
- Al d

   ía siguiente se suspende la convocatoria Nota SE 498/11 (29/12/11)
- La Reprogramación Trimestral Febrero-Abril 2012 definitiva elevada a la SE excluyendo los valores acordados - Nota B-69083-1 (20/01/12)
- La SE instruyó a no aplicar "hasta nueva instrucción" los valores acordados - Nota SE 495/2012 de fecha 24/01/12
- La SE instruyó a realizar las transacciones del MEM de acuerdo a la Nota SE 495/12 y postergar la presentación de la Programación de Invierno hasta nuevo aviso - Nota SE 1269/12 (7/03/12)

# Nuevos incentivos para la oferta (Res. SE 220/07, 724/08, 1281/04, 108/11, etc.)

- CAMMESA asume un nuevo rol de comprador de energía eléctrica, en representación del MEM
- Autoriza Contratos de Abastecimiento cuyos costos son propuestos y aceptados por la SE
- Mejora el orden de pago resultante de la Res. SE 406/03 para el pago de las remuneraciones acordadas en el Contrato de Abastecimiento
- Se previó la cancelación de LVFVD en tanto se invirtiese en el Proyecto
- Cumplimiento de los incentivos

# (22) Nuevo Régimen de Remuneración para la Generación – Res. SE 95/13

#### No alcanza a:

- Hidroeléctricas Binancionales y Generación Nuclear
- La Potencia y Energía Eléctrica comprometida en Contratos regulados por la SE

#### Vigencia:

- Transacción de Febrero de 2013
- Sólo respecto de los Generadores que desistan de todo reclamo y renuncien a reclamar en el futuro en virtud del ACUERDO 2008-2011 y la Res. SE 406/03, conforme modelo aprobado por Nota SE 1808/13 (11/04/13)

#### Régimen remuneratorio de default:

- Generadores que no desistan y renuncien en los términos exigidos
- Perdura el régimen remuneratorio previo, excluyendo el "ACUER-DO 2008-2011"

#### Nuevas remuneraciones:

- Potencia: depende del grado de cumplimiento de la Disponibilidad Objetivo que establece
- Costos Variables de Mantenimiento y Otros Costos Variables no Combustibles: varían por tipo de combustible y Potencia en el caso de las hidroeléctrica
- Remuneración Adicional: -adicional- distinguiendo por Potencia parte cobrada por el Generador parte por un fideicomiso para "nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico"
- LVFVD: La SE establecerá mecanismos para la aplicación de LVFVD no aplicadas a un proyecto al fideicomiso que se crea y al que se destina una porción de la Remuneración Adicional
- Adecuación de Los Procedimientos: A fin de hacer efectivas las nuevas remuneraciones y las excepcionales previstas a las mismas
- Prioridad de pago: No aplica la Res. SE 406/03
- Orden de Prelación Nota SE 3229:
- (i) Costos Fijos, Variables, Remuneración Adicional Directa y reconocimiento de costo de combustibles propio, equivale al inciso e) del art. 4 de la Res. SE 403/03
- (ii) Servicio de Regulación de Frecuencia y Reserva de Corto Plazo, equivale al inciso d) del art. 4 de la Res. SE 403/03
- (iii) Remuneración Adicional "Fideicomiso", equivale al inciso c) del art. 4 de la Res. SE 403/03

#### Los Generadores Comprendidos acceden a una mejor prioridad de pago

Se suman a los que ya habían mejorado su prioridad de pago Aumenta la exigencia de fondos para CAMMESA

#### Gestión de combustibles:

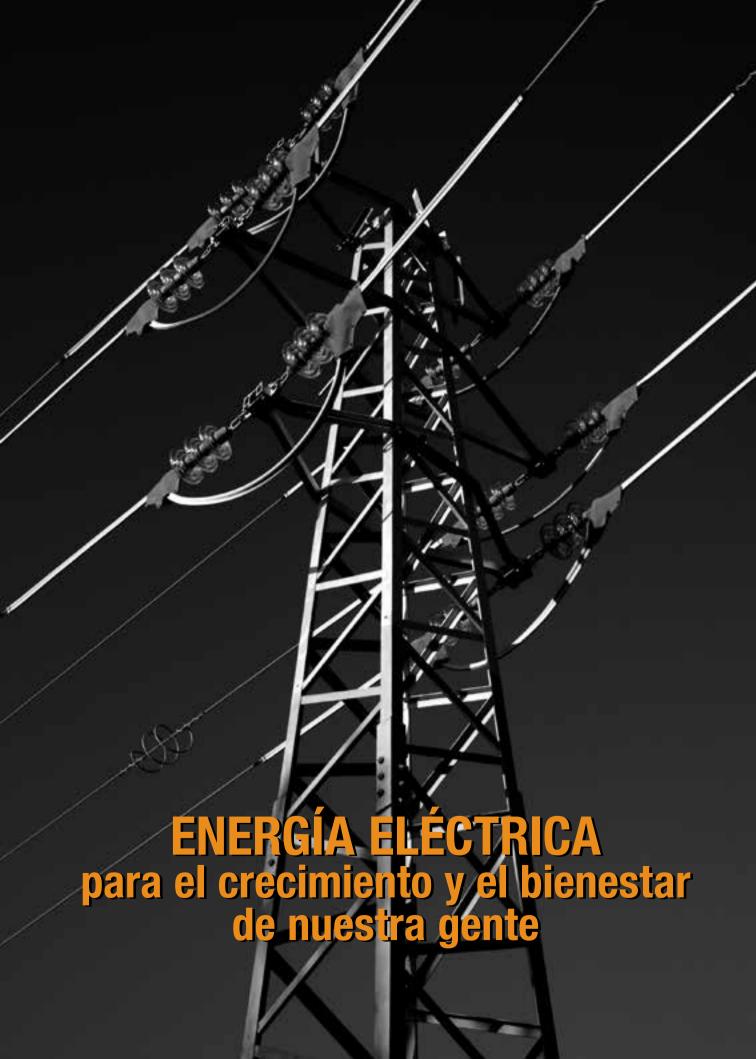
- Se centraliza en CAMMESA
- Se reconocerán los costos de combustible y flete, transporte y distribución de gas natural aceptados por CAMMESA (contratos previos hasta tanto vean agotada su vigencia)

#### Contratos a Término:

- Suspende la incorporación de nuevos contratos
- Establece que los vigentes no podrán ser prorrogados a su agotamiento
- Los Grandes Usuarios deberán adquirir su demanda de CAMMESA

## Deroga la revisión ante insuficiencia de recursos – Art. 5, Res. SE 406/03

## Regalías: No aplica las nuevas remuneraciones para su determinación



# INFRAESTRUCTURA PARA EL MANEJO DE AGUAS Y LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA

Los grandes aprovechamientos hidráulicos de propósitos múltiples pueden contribuir a revitalizar la estancada oferta hidroeléctrica en Argentina, con un fuerte impacto positivo en el sector eléctrico.



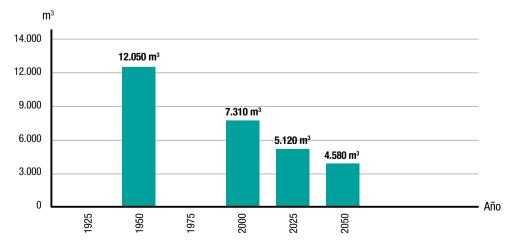
**GUILLERMO V. MALINOW** 

Ingeniero Civil. Es Consultor en Recursos Hídricos, ambiente y Seguridad de Presas. qmalinow3@qmail.com

La Declaración Mundial sobre Almacenamiento de Agua para el Desarrollo Sostenible (Kioto, 2012), afirmó que el aumento de la población, el desarrollo socioeconómico y el aumento del nivel de vida mundial, elevarán los requerimientos de agua, de alimentos y de energía, poniendo cada vez más a prueba los recursos naturales. Sea por el aumento de la población del planeta, por variacio-

nes en los sistemas climáticos, u otros, en la Figura Nº1 se muestra una proyección de la merma de la disponibilidad mundial de agua dulce per cápita para el período 1950-2050, en la que la reducción esperada sería del 62% hacia mediados del siglo XXI. Este dato obliga a recapacitar al momento de planificar las obras de infraestructura hidráulica que debe encarar el país.

Figura 1 Proyección sobre disponibilidad mundial de agua per cápita para el período 1950-2050



Fuente: Joint efforts for better development of dams and reservoirs, ICOLD, 2012

Muchos defensores de las energías renovables no están a favor de los grandes aprovechamientos hidráulicos de propósitos múltiples, argumentando que en el pasado se han registrado impactos sociales y ambientales adversos. Sin embargo, existe una amenaza más preocupante aún, que tiene el potencial de impactar fuertemente sobre los ecosistemas que pueden ser las variaciones en los sistemas climáticos.

La tecnología de la industria hidroeléctrica ha recorrido un largo camino en términos de poder interpretar y mitigar algunos de sus efectos adversos y tal vez sea hora de que, como parte de las energías renovables, se considere a la explotación hidroeléctrica como una energía limpia. Los proyectos para almacenar agua y proveer energía hidroeléctrica pueden construirse de manera segura, económica y ambientalmente sustentable. Agua, alimentos y energía están estrechamente vinculados, y deben ser desarrollados con un enfoque integrado, debiendo realizarse esfuerzos para mejorar las políticas, directrices y protocolos para evaluación y mitigación de los impactos ambientales y sociales, atendiendo las preocupaciones de las comunidades vinculadas.

En el mundo hay en operación 52.000 aprovechamientos hidráulicos de propósitos múltiples destinados a satisfacer necesidades humanas, resultando esenciales para el desarrollo integral de los países, indicándose en la Figura Nº 2 la proporción del propósito principal de estas obras.

Hay voces que no se cansan en afirmar que estas obras ya no se construyen más en el mundo, porque son más

los perjuicios que ocasionan que los beneficios que brindan a la sociedad. Una recopilación de la Comisión Internacional de Grandes Presas del año 2009 mostró que en diferentes países se encontraban en construcción 1.200 grandes presas.

# Agua, alimentos y energía están estrechamente vinculados y deben ser desarrolladas con un enfoque integrado.

Hay países que están trabajando intensamente para aumentar su aporte hidroeléctrico, por caso, China espera agregar 80 GW con horizonte al año 2020, Brasil tiene actualmente obras en construcción por 9 GW y espera incorporar 32 GW adicionales para el mismo horizonte, y Rusia tiene obras en construcción por 7 GW y aprovechamientos hidráulicos en proyecto por 12 GW.

En cuanto a reserva artificial de agua, Argentina cuenta con un almacenamiento per cápita de 2.893 m³, superando en un 85% el valor medio propuesto para los países de su rango según se desprende de la Figura Nº 3, en la que se muestra la relación con el Índice de Desarrollo Humano (PNUD). Argentina lidera este indicador en América del Sur junto a Chile con 0,811 y 0,819, respectivamente, resaltando además que el país se ve favorecido con el importante almacenamiento natural de agua de la zona lacustre de la cordillera de Los Andes, gran parte debido a la abundante precipitación anual.

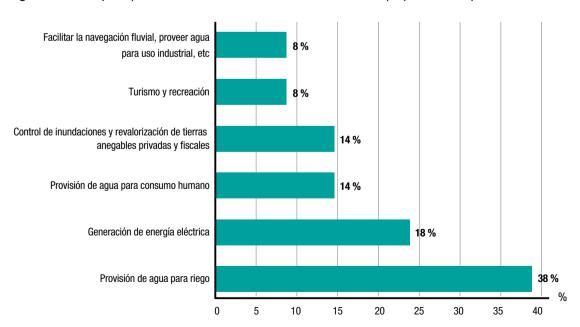
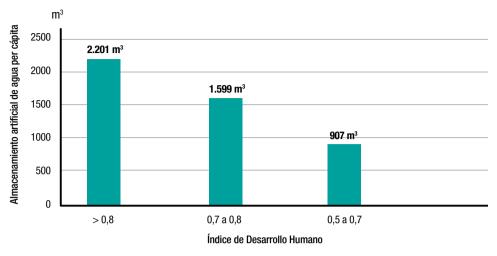


Figura 2 Destino principal de las obras de infraestructura hidráulica de propósitos múltiples a nivel mundial

Fuente: Dams for Hydroelectric Energy, ICOLD, 2012

Figura 3 Relación entre el Índice de Desarrollo Humano de los países y el almacenamiento de agua per cápita



Fuente: Joint efforts for better development of dams and reservoirs, ICOLD, 2012

En cuanto a la producción de energía eléctrica, es apropiado analizar indicadores que permitan medir la eficiencia real de las diferentes alternativas empleadas para tal fin. Al respecto, se puede recurrir a la denominada "Relación de Recuperación de Energía", cuyos valores para algunas tecnologías pueden apreciarse en el Cuadro Nº 1. Este indicador resulta ser la relación entre la energía producida durante la vida útil de la planta y la requerida para

construirla, operarla, mantenerla y alimentarla de combustible durante el mismo período. Se comprueba que el balance energético final de las centrales hidroeléctricas es más beneficioso que el del resto de las alternativas existentes, los cual puede ser visualizado como un beneficio socio-ambiental, pero también puede ser interpretado como un indicador de un beneficio económico para la sociedad en su conjunto.

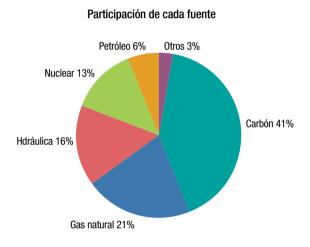
Cuadro 1 Relación de distribución de Energía

ALGUNA TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS	ESTIMACIÓN			
ALGUNA TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS	Alta	Baja		
Hidroeléctrica con embalse	280	206		
Hidroeléctrica de pasada	267	170		
Eólica	34	18		
Nuclear	16	14		
Biomasa	5	3		
Solar	6	3		
Carbón convencional	5,1	2,5		
Carbón con captura de CO <sub>2</sub>	3,3	1,6		

Fuente: Dams for Hydroelectric Energy, ICOLD, 2012

La matriz de generación eléctrica a nivel mundial muestra que la participación hidráulica es de solo el 16%, como se aprecia en la Figura Nº 4. El potencial hidroeléctrico de Argentina fue estimado en el año 2006 en 45 GW, de los cuales al año 2013 se lograron instalar equipamientos por 11 GW, es decir que resta aprovechar el 75%. Para reducir la actual dependencia de los recursos fósiles no renovables, y con una visión de futuro, nuestro país debería apoyarse en un recurso natural limpio, renovable y abundante, como lo es el recurso hídrico, posicionándose así cada vez más entre los países que se destacan en el concierto mundial tanto en materia del manejo eficiente del agua como en la sustentabilidad energética.

Figura 4



Matriz de Generación Eléctrica a nivel mundial

Fuente: Dams for Hydroelectric Energy, ICOLD, 2012

Si se pretende que la fuente hídrica pueda cubrir mínimamente el 40% de la matriz eléctrica argentina, habría que incorporar una potencia de entre 400 a 480 MW hidráulicos anuales. Como oferta hidroeléctrica, el país tiene en cartera 76 proyectos de más de 30 MW de potencia, los que por haberse concebido en los años '70 y '80 del siglo pasado, habría que actualizar a la luz de criterios técnicos, constructivos, de seguridad y ambientales aceptados en la actualidad.

Nuestro país debería apoyarse en un recurso natural limpio, renovable y abundante, como lo es el recurso hídrico.

En los últimos tiempos se observan esfuerzos para avanzar con proyectos hidráulicos de propósitos múltiples, pero en las dos décadas pasadas se registró en Argentina una desaceleración de inversiones en hidroenergía, circunstancia que tiene relación con decisiones adoptadas en oportunidad de concesionarse la explotación de las centrales hidráulicas ejecutadas por el Estado Nacional.

A razón de un costo medio de 2,25 Mil US\$/kW, incorporar la oferta hidroeléctrica antes expresada implica una inversión del orden de 900 a 1.080 Millones de US\$ por año. Ello representa un esfuerzo técnico, económico, financiero y de gestión mayúsculo, pero que sin duda redundará en un positivo efecto macroeconómico con un fuerte impacto en la economía del país y de la región donde se implanten los proyectos, por la incorporación de nuevas fuentes de trabajo con gran demanda de insumos de origen nacional, personal técnico calificado y mano de obra intensiva.



Profundizar la integración eléctrica abriría las puertas a grandes beneficios para los países de la región. Un análisis del camino recorrido nos permite vislumbrar cuáles son los nuevos retos que enfrenta esta integración

# RETOS Y PERSPECTIVAS DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

Una de las prioridades fundamentales de los países de América Latina y el Caribe es avanzar en su inserción internacional de manera competitiva, a nivel regional y global.Los distintos países de la región han determinado en múltiples foros que una de las herramientas para lograr esta prioridad es a través de la integración regional. La mayor presencia en el comercio internacional y la mejora en la conectividad física de la región son instrumentos principales dirigidos a este propósito.

Habida cuenta del camino ya recorrido y de la experiencia acumulada, la profundización de la integración eléctrica entre los países de la región implicaría importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados, reduciendo costos de generación, mejorando significativamente la confiabilidad de los sistemas eléctricos, la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación en los diversos países, la reducción de los costos de producción y transporte de la energía, y por lo tanto mejorando

también su capacidad de mitigar efectos ambientales negativos.

Para ello, ha creado múltiples instituciones que permitan avanzar en estos objetivos. Existen amplias y muy variadas experiencias y niveles de desempeño en las Interconexiones Eléctricas en América Latina. Se observan experiencias positivas como la del SIEPAC o la línea entre Colombia y Ecuador. Otros enlaces han tenido efectos más limitados: casos como Ecuador y Perú, Colombia y Venezuela, y Argentina y Chile, son ilustrativos al respecto. También se pueden señalar situaciones donde, a pesar de existir beneficios potenciales elevados, no se disponen de las interconexiones respectivas, como entre Perú y Chile o entre estos y Bolivia.

Cabe señalar que existe una variedad importante de esquemas regulatorios, que varían entre regulaciones nacionales y marcos multilaterales con diferentes niveles de especificidad. Entre estos últimos, tenemos los tratados e instituciones asociados al Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central



ALBERTO LEVY

Doctor en Economía
y Licenciado en
Ingeniería Eléctrica
Especialista Líder en Energía
del Banco Interamericano
de Desarrollo

(SIEPAC), los mecanismos de coordinación establecidos en la Comunidad Andina (Decisión CAN 536), o los acuerdos del MERCOSUR.

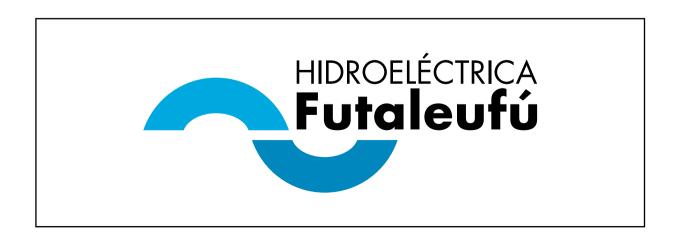
También se observan diferencias en el régimen de propiedad, donde los dueños de las líneas de interconexión internacional pueden ser empresas privadas, sociedades mixtas o de participación pública. En el MERCOSUR, también se tienen amplias experiencias en el aprovechamiento de recursos hídricos compartidos que llevaron a la realización de proyectos de gran envergadura, como las centrales hidroeléctrica binacionales Itaipú, Yacyretá y Salto Grande. También cabe citar la Interconexión Colombia - Panamá, la cual aún sigue en evaluación, a pesar de tener cerca de diez años de estudios.

En la región existen tres esquemas subregionales que promueven la interconexión entre sus países. El Proyecto SIEPAC consiste en la ejecución del Primer Sistema de Transmisión Eléctrica Regional, que refuerza la red eléctrica de América Central. El proyecto abarca tanto la infraestructura de transmisión como la institucionalidad y marco regulatorio requeridos para realizar los intercambios de energía. En el proyecto original, se previó la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos

apropiados, facilitando la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica. Desde la suscripción del tratado marco en 1996, se hicieron avances que permitieron la interconexión regional en 2002 y se ha dado un avance importante en 2013 con la línea de SIEPAC en operación comercial y los reglamentos del mercado en vigencia. No obstante tal progreso, la utilización de la línea no ha copado su potencial. En parte, debido a que aún se continúa con el proceso de construcción de vínculos entre los países v/o del reforzamiento de las redes internas para aumentar el flujo de energía, así como la institucionalidad que permita el intercambio de energía de una manera efectiva y eficiente. Por el otro lado, existen factores domésticos al interior de los países que inhiben la plena utilización de los enlaces existentes.

En cuanto al Mercosur, las políticas energéticas de sus países miembros, más Bolivia y Chile, se orientaron a complementar la actividad energética entre los distintos países, dando amplias oportunidades al sector privado. La localización de importantes recursos energéticos permite que las demandas locales sean abastecidas por medio de interconexiones eléctricas o gasíferas. El esfuerzo se orientó a implementar un mercado energético subregional en el Mercosur, buscando satisfacer de manera conjunta las necesidades energéticas de los países de la subregión, ampliando las fronteras

El BID está llevando a cabo tareas de cooperación técnica con el objetivo de apoyar el proceso de interconexión eléctrica Andina entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.





energéticas, en términos de competencia y de comercio exterior, a través de los aprovechamientos de las fuentes energéticas (electricidad y gas natural) de los países limítrofes.

Dichos aprovechamientos se han apoyado en proyectos binacionales, que fueron implementados bajo la tutela estatal y en el marco de tratados bilaterales, dirigidos específicamente a estos aprovechamientos. Más aún, cabe destacar que estos esquemas de explotación hídrica y las formas jurídicas que le dieron forma, son anteriores al Tratado de Asunción por el cual se creó el MERCOSUR. Posteriormente, las interconexiones se consolidaron a través de proyectos con una dinámica empresarial, como el gasoducto Bolivia-Brasil o las interconexiones entre Argentina-Chile, Argentina-Uruguay y Argentina-Brasil.

En los últimos años, el bloque ha utilizado los recursos del Fondo de Compensación Estructural del MERCOSUR para financiar obras de transmisión eléctrica (en Paraguay), con la intención de aumentar el aprovechamiento de las fuentes de generación existentes. La reciente incorporación de Venezuela como miembro pleno del acuerdo suma un nuevo socio de gran potencial energético.

Con respecto a la región Andina, en 2002 se adoptó la Decisión 536 de la CAN, que establece el Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad. La Decisión establece los principios básicos para el diseño del marco operativo que permita los intercambios internacionales de electricidad entre los países de la Comunidad Andina. También instituye que la energía tiene importancia estratégica en el proceso de integración subregional andina, latinoamericana y hemisférica; buscándose un mercado competitivo en el que se garantice el libre acceso a los enlaces internacionales, la no influencia de aspectos financieros en el manejo físico de la red, la minimización de la exposición al riesgo de los generadores de energía (la propuesta prevé un esquema de protección financiera, basadas en los ingresos por congestión en las líneas de transmisión, así como el establecimiento de mecanismos de asignación de las rentas de congestión), la presencia de señales económicas correctas que respondan con el criterio de eficiencia económica.

En este marco, el BID está llevando a cabo tareas de cooperación técnica con el objetivo de apoyar el proceso de interconexión eléctrica Andina entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. A través de las mismas se procura sentar las bases del diálogo por medio de una hoja de ruta, diseños y acciones que involucran dos líneas de acción: i) diseño de la infraestructura requerida, y; ii) realización de estudios de planificación

En los últimos 20 años la capacidad instalada de interconexión se ha mutliplicado por diez, pasando de 500 MW a 5000 MW actualmente.



Hidroeléctricas en la Selva Amazónica.

y armonización regulatoria. Estos estudios están actualmente en etapa de conclusión, y servirán de insumos para el análisis y las tareas que se detallan más adelante en este documento.

Adicionalmente, existen esfuerzos de interconexión entre regiones, como la Interconexión Colombia-Panamá que uniría la región Andina al SIEPAC, o entre Perú y Chile, que uniría al MERCOSUR con la Región Andina.

#### **LOS NUEVOS RETOS**

Una lectura retrospectiva y de conjunto a los esfuerzos arriba reseñados y a los proyectos en estudio permite señalar que América Latina ha hecho avances considerables en materia de integración eléctrica. Estimaciones recientes señalan que en los últimos 20 años la capacidad instalada de interconexión se ha multiplicado por diez, pasando de 500 MW en 1995 a 5.000 MW de capacidad instalada que se disponen actualmente.

Cabe destacar que tales realizaciones han estado inscriptas en diversas estrategias de integración regional y global de los países. Estos impulsan distintos y múltiples agrupamientos y bloques de integración que conviven entre sí. No obstante, este avance no ha sido lineal y el aprovechamiento de las ventajas y beneficios de la integración eléctrica es inferior al potencial que ofrece América

Latina, en razón de las características y distribución geográfica de sus recursos energéticos.

A nivel de interconexiones existentes, tampoco se ha aprovechado todo su potencial, existiendo enlaces con elevadísima capacidad disponible de transferencia en la absoluta mayoría del tiempo. La identificación de los obstáculos que han bloqueado el proceso, así como la posibilidad de un mejor aprovechamiento de este potencial, constituyen el punto de partida que anima la realización de nuevas investigaciones.

En los años recientes, hansurgido nuevas realidades que han puesto bajo la mira ciertos conceptos que habían inspirado la integración eléctrica regional en las décadas previas. En particular, los países propiciaron una mayor presencia estatal en la gestión y planificación de los recursos energéticos y se despertaron inquietudes crecientes -particularmente, en América del Sur- respecto de la disponibilidad de gas motivadas por los cambios de políticas y las nuevas estrategias hacia el sector. A todo ello se sumaron nuevos escenarios de precios internacionales de la energía, las consecuencias de la crisis global de 2008 y la creciente preocupación por el cambio climático que alentaron la exploración y explotación de las fuentes renovables. Estos nuevos datos del cuadro internacional, la convivencia de objetivos diferentes y Una lectura retrospectiva permite señalar que América Latina ha hecho avances considerables en materia de integración eléctrica.



la revalorización de la seguridad en el abastecimiento energético de los países hicieron, en conjunto, más compleja la labor de la integración eléctrica. En la situación actual los obstáculos a superar para avanzar en dicha tarea obedecen a diversas razones. La predominancia de uno u otro factor depende de las circunstancias particulares de cada caso.

De lo anterior, se deduce que el escenario actual sobre el cual se inscriben los esfuerzos para aprovechar mejor las interconexiones actuales y los proyectos futuros se organiza sobre principios diferentes de los que prevalecieron en el pasado. De manera sintética, se pueden resumir en cuatro aspectos básicos de la manera siguiente. Primero, cualquier esfuerzo hacia la integración física regional debe partir del reconocimiento de las diferencias de las estrategias y políticas nacionales.

Esto implica que los acuerdos han de construirse partiendo de la premisa que los países intervinientes privilegian distintos objetivos y metas, las cuales están sujetas asimismo a revisión periódica, requiriéndose que los esquemas de intercambio sean más flexibles y que incorporen mecanismos para su ajuste. Existen varias implicancias de esto: posiblemente se incremente el relacionamiento bilateral, aún a costa de la multilateralidad.

Esto podría tener aspectos positivos, al incrementar las posibilidades que se mantengan o incluso incrementen el volumen y monto de transacciones eléctricas, pero también podría no disponerse de la institucionalidad que ofrecen los esquemas multilaterales, requerirse de mecanismos de resolución de controversias alternativos, o el aumento de la incertidumbre, lo cual podría agregar una prima por riesgo a los proyectos de integración, o a las transacciones que tienen un plazo extendido.

Segundo, las reglas de distribución de beneficios de la interconexión deben ser transparentes y asignarse de manera balanceada entre los miembros del acuerdo. Hay ejemplos en la región donde la asignación de rentas de congestión ha sido motivo de insatisfacción para alguno de los socios y, a la postre, ha alentado soluciones de autonomía, no obstante su inferioridad desde el punto de vista económico. Eficiencia y distribución deben conciliarse de manera adecuada.

Tercero, mientras se profundiza y avanza en entendimientos de carácter regional, el bilateralismo parece ser la herramienta más inmediata para gestionar las interconexiones actuales y aún sus futuras ampliaciones. La principal razón de este enfoque se relaciona con lo apuntado más arriba, en el sentido de

Es necesario entender las restricciones a la expansión de las interconexiones eléctricas entre los países y al aumento en el flujo de energía que pudiesen intercambiar.



Embalse de Guri, Central Hidroeléctrica Simón Bolivar - Venezuela.

las múltiples y simultáneas iniciativas de integración que persiguen los países. Para citar sólo el caso de América del Sur, mientras los miembros del bloque de UNASUR encaran proyectos y acciones de integración física en la subregión, el desarrollo de infraestructura y reducción de los costos de transporte también son motivo de debate y acuerdo en la Alianza del Pacífico, el MERCOSUR y la CAN simultáneamente. En vista de estas dificultades, el desafío consiste en definir las opciones institucionales disponibles que permitan operar bajo estas restricciones, así como discernir cuál de los diferentes esquemas de institucionalidad habrán de prevalecer en el futuro.

El escenario más probable es la convivencia de las varias iniciativas, con requerimientos más o menos exigentes y que se encuentran presentes en la actualidad o transformaciones de los esquemas vigentes. De ahí la necesidad de que las preocupaciones por la integración eléctrica estén presentes en los varios tableros de integración regional, al tiempo que se impulsan acuerdos y entendimientos binacionales. Sin dudas que esta doble dimensión hace más laboriosa la tarea de las agencias y organismos técnicos con responsabilidad en la planificación energética y obliga a una interacción fluida con los encargados de las negociaciones regionales y acuerdos comerciales.

Finalmente, y como cuarto elemento, la necesidad de contar con reglas de intercambio estables, que brinden previsibilidad, y que a la vez otorguen el margen de flexibilidad necesario para ser adaptadas a circunstancias que, habrán de ser cambiantes en virtud que las estrategias nacionales responden a objetivos que no son necesariamente coincidentes. El diseño de estas reglas, a su turno, debe ser reconocido en acuerdos binacionales que otorguen seguridad jurídica a las partes, previendo además los mecanismos arbitrales apropiados para la solución de controversias.

A fin de proseguir con el esfuerzo de integración, es necesario entender las restricciones a la expansión de las interconexiones eléctricas entre los países y al aumento en el flujo de energía que pudiesen intercambiar, tanto para las líneas de interconexión existentes; líneas cuya construcción se encuentra en ejecución; y análisis de proyectos que han sido identificados pero su construcción no ha avanzado a pesar de haber demostrado su factibilidad física, económica y financiera. Antes de embarcarse en proyectos de factibilidad y estudios de armonización regulatoria, se deben entender las restricciones políticas, macroeconómicas, y de aspectos sectoriales y suprasectoriales que impiden la construcción y utilización a plena capacidad económica de las interconexiones internacionales.

El bilateralismo parece ser la herramienta más inmediata para gestionar las interconexiones actuales y aún sus futuras ampliaciones. Las reformas introducidas en 2013 sacudieron el sector energético brasileño, introduciendo grandes desafíos para el mismo. Una mirada crítica al 2013 energético de Brasil, bajo la lupa de uno de los más destacados académicos del sector.

# Balance del Sector Energético en Brasil en 2013



EDMAR DE ALMEIDA Director de Investigación Grupo de Energía – Instituto de Economía Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ)

2013 fue un año de cambios muy importantes para la política energética brasileña. Fuimos testigos de la implementación de la directiva MP 579¹, que fue un verdadero guiño económico hacia el sector eléctrico, diseñando un nuevo escenario mucho más complejo y nebuloso para el mismo. Para el sector del petróleo y el gas, ya había sido un año difícil, pero con un balance positivo. La realización de las tres rondas licitatorias representó una política más favorable para este sector, que reafirmó sus perspectivas de crecimiento.

#### EL NUEVO DESAFÍO PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

Terminamos 2012 con una gran discusión en la sociedad en torno a dos posibles impactos relacionados con la implementación de la directiva MP 579, que eliminó varios cargos del sector eléctrico, anticipó la renovación de las concesiones hidroeléctricas y de las líneas de transmisión con tarifas muy reducidas y creó importantes pasivos importantes pasivos para el Gobierno Federal relacionados con las indemnizaciones a las empresas (principalmente las federales) de los activos no amortizados.

Lamentablemente, esas medidas no fueron suficientes para garantizar la reducción del 20% de las tarifas eléctricas, prometida por el gobierno. En el mismo período en el que se debía producir esta reducción, apareció una enorme cuenta a ser pagada por los consumidores. La baja hidraulicidad que se produjo a fines de 2012 y durante 2013, obligó a despachar las centrales termoeléctricas para evitar la caída del nivel de los embalses. Para no permitir que el costo adicional del combustible de las termoeléctricas fuera un impedimento a la prometida reducción del 20%, el gobierno resolvió cambiar también los criterios de remuneración de este costo, pasando al Tesoro Nacional la cuenta relativa al año 2013.

Muchos fueron los críticos que alertaron del peligro de desestructuración del régimen de financiamiento del sector eléctrico. Sin embargo, el gobierno insistió en la tesis que el Tesoro Nacional reunía todas las condiciones para soportar el costo de estos subsidios.

La nueva dependencia en la relación del sector eléctrico con el Tesoro Nacional no podría haber comenzado peor. El gobierno pasó todo el año 2013 buscando la forma de respaldar la cuenta creada por la MP 579. El costo adicional del combustible en 2013 fue cubierto básicamente por el saldo de los recursos de la RGE (5,5 mil millones de US\$), recursos que a su vez ya estaban comprometi-

<sup>(1)</sup> Se refiere a la Medida Provisoria MP579/2012, para la Renovación de las Concesiones del Sector Eléctrico en Brasil, emitida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) de Brasil.

dos con las indemnizaciones a los activos no amortizados de las concesiones renovadas. Al agotar esta fuente, el gobierno se vio obligado a realizar aportes directos desde el Tesoro hacia el sector. Inicialmente, para hacer frente a los gastos de los subsidios, anteriormente financiados por la CDE, pero también para poder hacer frente a los costos derivados de las indemnizaciones<sup>2</sup>.

El festival de artificios contables y la gimnasia financiera realizada por el gobierno, lanzan una gran cortina de humo sobre el futuro del financiamiento del sector eléctrico. El contexto fiscal de los próximos años no parece ser alentador: la perspectiva del sector eléctrico de pasar a depender de los subsidios directos del Tesoro Federal, es una fuente de importantes incertidumbres económicas.

En síntesis, 2013 será recordado por la materialización de un escenario económico mucho más desfavorable para el sector eléctrico. La distribución convive con un contexto financiero difícil y la percepción de riesgo por parte de los inversores aumentó. Lamentablemente, el sector ha vuelto a "flirtear" con una situación de alto riesgo fiscal y financiero que deberá pautar el debate de los próximos años. Ciertamente, esta es una agenda negativa que deberá ocupar un espacio precioso en el debate sobre las políticas para el sector eléctrico. Muchas cuestiones de enorme relevancia deberán pasar a un segundo plano hasta que el escenario económico del sector sea más claro: i) la implementación de las hidroeléctricas en la Amazonia; ii) políticas y regulaciones para la inserción de las nuevas energías renovables y la energía distribuida; ii) papel de los embalses hidroeléctricos y de las termoeléctricas como

back-up de las fuentes intermitentes; iii) y promoción de la eficiencia energética, entre otros temas.

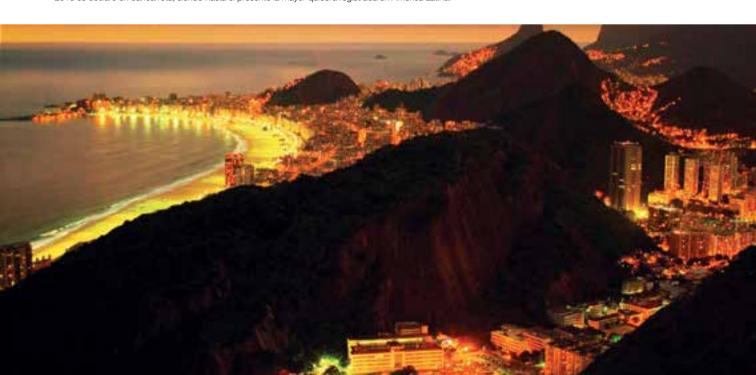
Es muy importante abrir una discusión rápida y directa sobre el régimen de financiamiento del sector eléctrico. Este tema no admite improvisaciones. La idea que el gobierno discutirá y decidirá durante todo el año hacia donde asignar los recursos para las políticas del sector eléctrico (subsidios a los sistemas aislados, costo de combustibles de las termoeléctricas, PROCEL, Luz para Todos e indemnizaciones de activos para renovación de las concesiones) no parece viable económica ni políticamente. Estas incertidumbres contribuirán a hacer más difícil la decisión sobre nuevas inversiones para garantizar la seguridad de abastecimiento. Estas dificultades se agravan por la fragilidad del sector eléctrico estatal, producida por la directiva MP 579, que retiró del Estado brasileño un recurso fundamental para enfrentar las crisis y desafíos de la expansión del abastecimiento eléctrico del país.

# PETRÓLEO Y GAS: UN AÑO DIFÍCIL CON BALANCE POSITIVO

Tampoco fue un año fácil el 2013 para la industria del petróleo y el gas en Brasil. Pese al volumen de inversiones record por parte de Petrobras y sus socios, el sector también tuvo que enfrentar un contexto económico y financiero complicado. Las principales dificultades fueron causadas por los siguientes factores: i) control de precios de los derivados del petróleo que causó significativas pérdidas a Petrobras; ii) crisis financiera del grupo EBX³; y iii) impacto de la ausencia de rondas licitatorias en los cinco años precedentes.

(2) CDE: Conta de Desenvolvimento Energético, fue creada en 2002 (Ley 10.438) para promover la competitividad de la energía producida por fuentes eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, gas natural y carbón mineral nacional.

(3) EBX es una holding brasilera fundada y presidida por Eike Batista. La empresa OGX del grupo especializada en E&P de la industria petrolera, en octubre de 2013 se declaró en bancarrota, siendo hasta el presente la mayor quiebra registrada en América Latina.





Mas allá de tener que enfrentar precios de los derivados desajustados, Petrobras tuvo que importar una cantidad récord de combustibles y de gas natural. No fue solamente Petrobras la que sufrió las consecuencias de la contención de precios de los derivados. El sector del etanol también tiene que enfrentar grandes dificultades económicas en razón del congelamiento de los precios de las naftas. La caída en la producción de etanol obligó a importar volúmenes crecientes de naftas. Para empeorar aún más esta situación, Petrobras tuvo que importar grandes cantidades de GNL para hacer factible el despacho termoeléctrico.

Para adaptarse a la contención del precio de los derivados en un contexto de grandes inversiones, Petrobras adoptó una rígida disciplina en la administración del capital. Esta disciplina tuvo importantes implicancias en su cadena de proveedores. La concentración en la compra de bienes y servicios por parte de Petrobras, permite a esta empresa tener una gran capacidad de negociación con sus proveedores buscando la mayor reducción de costos posible. Esto provocó una gran cantidad de noticias en los diarios informando sobre empresas proveedoras de Petrobras con dificultades financieras. En particular, las empresas nacionales menos capitalizadas tuvieron dificultades para adaptarse al nuevo ambiente de negocios.

La crisis financiera del grupo EBX también tuvo consecuencias en el clima de negocios del sector del petróleo y gas en Brasil. La percepción de riesgo por parte de los inversores aumentó mucho, afectando el costo de crédito de las pequeñas y medianas empresas que actúan en Brasil. La Las rondas de 2013 marcaron un nuevo momento político que reflotó el optimismo del sector.

dificultad en la captación de recursos terminó impactando en el valor de los activos ya que algunas empresas se vieron forzadas a vender para capitalizarse o reducir el ritmo de las inversiones.

Sólo Petrobras tuvo un ritmo acelerado de inversiones, aunque el sector del petróleo y gas tiene que enfrentar las consecuencias del lapso de cinco años sin rondas licitatorias. Muchas operadoras tuvieron que reducir el ritmo de sus actividades en el país durante estos años, por carecer de un portafolio exploratorio.

En este escenario, las tres rondas licitatorias organizadas por la ANP representaron un enorme incentivo para el sector. Aunque los efectos económicos de estas rondas no se concreten este año, el futuro se presenta bastante promisorio. Las empresas que actúan en el país pudieron recomponer sus portafolios de exploración y llegaron nuevas empresas. Estas rondas licitatorias fueron fundamentales, no solo para viabilizar la continuidad exploratoria en nuestro territorio, sino también para abrir el horizonte de desarrollo de la industria.

En lo que respecta al *off-shore*, es importante destacar la licitación del campo de Libra<sup>4</sup> que inauguró el sistema

<sup>(4)</sup> El campo petrolero Libra es el mayor hallazgo petrolero de Brasil, con 8.000 a 12.000 millones de barriles de petróleo recuperable según la ANP. El Consorcio adjudicatario de la licitación para el desarrollo de este campo está compuesto por Petrobras (40%); Shell (20%), Total (20%), China National Oil Corporation - SINOPEC (10%) y China National OffShore Oil Corporation - CNOOC (10%).

contractual de producción compartida. Esta licitación materializó el esfuerzo político emprendido por el Gobierno para cambiar el esquema institucional y el régimen fiscal en el área del Pre-Sal. Pese a que estos cambios fueron fuertemente criticados por la industria, la creación de la empresa PPSA, la elaboración del contrato de producción compartida y la realización de la licitación contribuyeron a disipar un sentimiento de frustración, en el que la politización de las discusiones sobre el Pre-Sal no estaba llevando al sector por buen camino.

Pese a la decepción por la falta de competencia en la licitación de Libra, lo que ciertamente cuestiona el diseño actual de estos concursos para el área del Pre-Sal, el consorcio vencedor está sin lugar a dudas a la altura de los desafíos técnicos y económicos de este campo. Los desafíos institucionales y económicos a superar son muchos, pero este proceso ha sido un marco importante para el sector petrolero brasileño.

En el ámbito del *on-shore*, la licitación de áreas destinadas a la exploración de gas, inclusive no convencional, inauguró una nueva avenida para la exploración del petróleo y el gas en Brasil. Se trata de un nuevo modelo de negocios para el sector gasífero brasileño. Además de exigir nuevas tecnologías, la exploración del gas no convencional va a requerir innovaciones en términos de estrategias comerciales para la valorización de los eventuales descubrimientos. El reinicio de la exploración en tierra firme puede representar

una oportunidad para importantes cambios en el escenario de la industria del gas, marcada por la inestabilidad y la escasez en los últimos años.

La exploración del gas no convencional va a requerir innovaciones en términos de estrategias comerciales para la valorización de los eventuales descubrimientos.

Pese a los contratiempos experimentados en 2013, las perspectivas de este año parecen más propicias. Todavía quedan muchos desafíos a enfrentar, pero las rondas de 2013 marcaron un nuevo momento político que reflotó el optimismo del sector.

#### **DESAFÍOS DE 2014**

Este será un año de importantes desafíos para el sector energético brasileño. En particular, resulta urgente enfrentar el problema de financiamiento del sector eléctrico y de Petrobras. Este tema es prioritario porque la crisis financiera es una amenaza mortal. Los otros desafíos son importantes, pero no tienen el alcance del mencionado al menos en el corto plazo. En este sentido, el período electoral resultará una excelente oportunidad para debatir las cuestiones relevantes de la política energética del Brasil.



# INCIDENCIA DEL COSTO POR ARRANQUE EN EL COSTE DE OPERACIÓN DE UNIDADES TG

# Análisis de Costos típicos representativos

La cantidad de arranques tiene una fuerte incidencia en los costos de las centrales Eléctricas con Turbinas de Gas. Una explicación a cargo del Ing. Sabino Mastrángelo.



SABINO MASTRANGELO Ingeniero Mecánico Profesor ITBA-UNLA

#### 1. PRESENTACIÓN:

En oportunidades se consulta sobre la incidencia que tiene el número de arranques de las diferentes unidades térmicas en su costo de operación.

El análisis que se presenta permite verificar, el grado de incidencia que tiene para las turbinas a gas (TG).

#### 2. MODELOS DE TG ANALIZADOS

En particular se han considerado los siguientes modelos, con las potencias medias referenciales que se indican

FR-5001-10 CÁMARAS	25 MW
FR-6001-10 CÁMARAS	37 MW
FR-9001- 14 CÁMARAS	123 MW
FR-9001-FA -18 CÁMARAS	256 MW

#### 3. TIPIFICACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS

Los ciclos de mantenimiento varían de acuerdo a cada fabricante pero pueden sintetizarse en lapsos de 48.000 hs de operación equivalente (HOE) para las unidades TG (en particular las aeroderivadas tienen ciclos mucho más cortos).

En ese ciclo se realizan las siguientes intervenciones:

НОЕ	TIPO DE INTERVENCIÓN	COMPONENTES AFECTADOS
8000	Inspección Sistema de combustión	Reparación/ Reemplazo equipo de combustión
16000	Inspección Sistema de combustión	Reparación equipo de combustión
24000	Inspección de Partes Calientes	Rep. comb, Rep/cambio distrib.1ra
32000	Inspección Sistema de combustión	Reparación equipo de combustión
40000	Inspección Sistema de combustión	Rep. o cambio equipo de combustión
48000	Mantenimiento mayor	Rep/cambio equipo de combustión Repar. o cambio Distr. y Alabes 1 <sup>ra</sup>

#### 3.1 Tareas que comprende cada intervención:

Inspección del Sistema de Combustión - Periodicidad: Cada 8000 HOE Inspección de camino de gases calientes (Hot Path) - Periodicidad: Cada 24.000 HOE

Esta inspección también alcanza a los componentes y tareas correspondientes a la Inspección del Sistema de Combustión. Inspección Mayor (Major Overhaul) - Periodicidad: Cada 48.000 HOE.

#### 3.2 Horas de Operación Equivalente HOE:

Al determinar las HOE se tiene en cuenta varios factores operativos que afectan notablemente la frecuencia de las intervenciones.

Los principales constructores de turbinas a gas como General Electric, Hitachi, John Brown, AEG, Westinghouse, Alsthom, ABB y Fiat entre otros han investigado las causas que inciden en el mantenimiento de sus unidades. Esto ha sido convertido en factores que tienen en cuenta las diferentes contingencias operativas a que se ve sometida la turbina, como ser:

- Tipo y Calidad del Combustible utilizado
- Horas de fuego entre arranques
- Operación Base o Pico
- Número de Arranques y
- Paradas intempestivas



Federación Entidades de Combustibles de la Provincia de Buenos Aires

Personería Jurídica: Mat. 5823 - Leg. 1/39596/1986

Calle 15 Nº 1334 Telefax: (0221) 451-0562 - 1900 La Plata - e-mail: uenyafec@infovia.com.ar

Cualquier alteración en la operación debe tener en cuenta los factores correspondientes a cada situación, los que acortan sensiblemente los períodos de las intervenciones programadas.

#### 3.3 Duración de las intervenciones y Horas hombre equivalentes empleadas

Cada intervención en unidades TG tiene una caracterización en su duración y HH empleadas que puede tipificarse como se detalla en la tabla siguiente.

Debe tenerse en cuenta que el mantenimiento involucra aproximadamente un día para enfriamiento y un día para pruebas de puesta en marcha.

НОЕ	TIPO DE INTERVENCIÓN TG	MODELO	DURACIÓN DÍAS	ННЕ
8000/16000/ 32000/40000	Inspección Sistema de Combustión	5000 6000 9001 14c 9001 18c	5 6 7 8	795 1000 1950 2800
24000	Inspección de Partes Calientes	5000 6000 9001 14c 9001 18c	12 12 15 15	2200 2200 4615 5100
48000	Mantenimiento mayor	5000 6000 9001 14c 9001 18c	28 28 30 35	5615 7046 10873 11767

#### 3.4 Personal requerido TG por turno

INSPECCIÓN	MODELO	Nº DÍAS	N° Personal		HH/eq	
			TD	TN	TOT	
COMBUSTIÓN	FR-5001-10 CÁMARAS	3-5 (1)	6	4	10	795
COMBUSTIÓN	FR-6001-10 CÁMARAS	6	7	5	12	1000
COMBUSTIÓN	FR-9001- 14 CÁMARAS	7	11	9	19	1950
COMBUSTIÓN	FR-9001-FA -18 CÁMARAS	8	12	10	22	2800
GASES CALIENTES	FR-5001	12	7	5	12	2200
GASES CALIENTES	FR-6001	12	7	5	12	2200
GASES CALIENTES	FR-9001-E	12-15 (2)	12	8	20	4615
GASES CALIENTES	FR-9001-FA	15	12	10	22	5100
MAYOR	FR-5001	28	7	6	13	5615
MAYOR	FR-6001	28	8	7	15	7046
MAYOR	FR-9001-E	30	12	10	22	10873
MAYOR	FR-5001-FA	35	13	11	24	11767

<sup>(1)</sup> Tres (3) días sin retiro de las piezas de transición

<sup>(2)</sup> Doce (12) días sin equipamiento con Sistema de combustión dual con quemadores DLN (Dry Low NOx).

#### 3.5 Detalle plantel Típico Modelo GE 5000

Tipo de Intervención	Superv. Fab.	Sup. Local	Oficiales Mec.	Oficiales Eléc.	Ayud.	Plantel
Inspección Sistema de Combustión	-	1	5	-	4	10
Inspección de Partes Calientes	-	1	5	2	4	12
Mantenimiento mayor	1	1	5	2	4	13

#### 3.6 Costo Mano de Obra

Las horas hombre equivalentes surgen de la ponderación de los diferentes costos del personal aplicado y el mayor costo por turno noche.

Este valor a febrero de 2014 se ubicaba en el entorno de las 380\$/hh equiv.

#### 4. SUPUESTOS CONSIDERADOS

Para ejemplificar la incidencia de los costos de mantenimiento sobre cada uno de los modelos de turbinas a gas tipificadas se considera una operación de alta ciclicidad de arranques y otra un tanto menor.

Específicamente se utilizó una operación de 2500 hs de fuego por año con 300 arranques y misma cantidad de horas con 160 arranques.(8 horas de funcionamiento por arranque o 16 horas por arranque).

#### **5. RESULTADOS OBTENIDOS**

Los resultados obtenidos aplicando valores de principios de marzo/2014 resultan:

2500/300	5000	6000	9000 E	9000 F	
2500/500	25 MW 10c	37 MW 10c	123 MW 14c	256 MW 18c	
Mantenimiento Personal	0,92	0,75	0,40	0,23	u\$s/MWh
Mantenimiento Repuestos	14,81	13,01	8,13	4,10	u\$s/MWh
Total Mantenimiento	15,73	13,76	8,53	4,33	u\$s/MWh

2500/160	5000	6000	9000 E	9000 F	
2500/160	25 MW 10c	37 MW 10c	123 MW 14c	256 MW 18c	
Mantenimiento Repuestos	0,59	0,48	0,26	0,15	u\$s/MWh
Total Mantenimiento	9,52	8,36	5,23	2,64	u\$s/MWh
Total Mantenimiento	10,12	8,85	5,48	2,78	u\$s/MWh

Los Costos por mantenimiento se incrementan cerca del 56% con el aumento en el número de arranques.

#### 6. CONCLUSIÓN

Debe tenerse en cuenta que el costo de Mantenimiento (personal y repuestos) representa entre el 75% y el 85% del Costos de Operación y Mantenimiento de una central. (Utilizando plantel típico para cinco unidades por central sin asimilar costos de administración centralizada ni otros gastos).

Al momento de determinar el costo de mantenimiento de unidades TG, debe considerarse especialmente la incidencia de los arranques ya que los costos son muy sensibles al modo de operación al que se somete la unidad.

Puede acceder al trabajo completo en el sitio web del IAE: http://bit.ly/MastrangeloCostosArrangue

# LA ENERGÍA EN TIEMPOS DE ALFONSÍN

## Innovación, planificación energética, obras y autoabastecimiento



Autor: Jorge E. Lapeña
Editorial: Eudeba

336 páginas, encuadernación rústica.

Primera edición

Publicación: Abril de 2014

La Energía en Tiempos de Alfonsín es el primer libro de la colección Hecho y por hacer, de la Editorial Eudeba, que indaga en las problemáticas de los primeros años de la transición a la democracia, la política de esos años, la gestión de gobierno y los asuntos pendientes, que treinta años después quedan por resolver.

#### De la contratapa:

Jorge Lapeña nos invita a adentrarnos en la aventura energética a partir del proceso que llevaron adelante los equipos técnicos que acompañaron la campaña electoral de 1983 y el gobierno de Raúl Alfonsín. Este libro es, a

la vez, la descripción de una experiencia de gestión y un análisis descarnado de los proyectos, problemas y labores que llevaron adelante entre 1983 y 1989. Demuestra a la vez los quiebres y las continuidades que se produjeron en la materia desde principios del siglo XX hasta la actualidad. Continuidades que, en algunos casos, se convierten en políticas de Estado, cualquiera sea el color político o la legitimidad de alguno de esos gobiernos.

Hasta la década del noventa, las cuestiones referidas a la generación de energía eléctrica o la producción de petróleo y gas estuvieron en manos el Estado. Será a partir de ese momento que comenzará la debacle que producirá la pérdida del autoabastecimiento y la actual situación de desinversión. El libro deja claramente establecidos los planes modernizadores del primer gobierno democrático, un aspecto que enfrentará, en algunas ocasiones, la censura de sectores partidarios propios y la feroz oposición de la oposición política. El autor, quien en gran parte de la gestión tuvo a su cargo las áreas claves del sector, es un testigo privilegiado de esos años y analiza, con pasión y objetividad, los ejes de dicho gobierno y los problemas que, a treinta años de iniciado el proceso democrático, siguen pendientes de solución.

# LA POLÍTICA ENERGÉTICA COMO POLÍTICA DE ESTADO

## Consensos para una nueva política energética



Autores: Emilio Apud, Julio César Aráoz, Enrique Devoto, Roberto Echarte, Alieto Guadagni, Jorge Lapeña, Daniel Montamat, Raúl Olocco

Editorial: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" 207 páginas, versión digital.

Primera edición en español Publicación: Marzo de 2014

La Política Energética como Política de Estado es el primer libro publicado en conjunto por el grupo de ex Secretarios de Energía. A su vez, es la primera obra editada bajo el sello del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". El grupo de ex Secretarios de Energía está constituido por ocho ciudadanos que han desempeñado dicho cargo en diferentes gobiernos de este ciclo democrático. Se trata de un grupo cuyos miembros actúan a nivel personal, no

representando instituciones ni partidos. El grupo funciona desde 2009, año en que emitió el primer documento alertando en forma temprana sobre los grandes problemas que atravesaba el sector energético argentino, proponiendo una política racional para el sector.

Desde su origen en 2009, el grupo de Ex Secretarios de Energía promueve la búsqueda de consensos y la creación de Políticas de Estado para el Sector Energético, que establezcan lineamientos y coincidencias básicas que trasciendan y ordenen las políticas llevadas adelante los sucesivos gobiernos que naturalmente se alternan en una Democracia. El libro recopila la totalidad de los documentos elaborados por el grupo de ex Secretarios en los cinco años que van desde el 11 de marzo de 2009 hasta marzo de 2014. El lector podrá apreciar que los temas plantea dos permanecen irresueltos, y por supuesto, agravados.

Esta obra se encuentra disponible para ser descargada gratuitamente en el sitio exsecretarios.com.ar. Próximamente estará disponible en las tiendas digitales de Amazon y de Google.

# **ENERGÍA ECONOMÍA Y POLÍTICAS**



**Autores**: Jean Pierre Hansen y Jacques Percebois

**Editorial**: Asociación Latinoamericana de Economía de la Energía

820 páginas, encuadernación rústica.

Primera edición en español Publicación: Abril de 2014

Con el apoyo del Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y Electricista, de la Fundación Torcuato Di Tella y del Instituto Torcuato Di Tella, la Asociación Latinoamericana de Economía de la Energía ha publicado la primera edición en español de esta prestigiosa obra, que es referencia obligada de la materia, traducida por primera vez al español por el Ing. Gerardo Rabinovich.

#### De la contratapa:

En los últimos veinte años, pocas industrias conocieron una mutación comparable a la que "cambió la industria" en los diferentes sectores energéticos: petróleo, gas, carbón, electricidad, nuclear, renovables.

Los cambios tecnológicos, las relaciones de fuerza entre los países, los comportamientos de los actores,y las decisiones políticas como núcleo de todas las reformas, son los grandes determinantes que cambiaron los parámetros fundamentales de estas actividades.

¿Cómo se forman los precios sobre los diferentes mercados? ¿Cómo tener en cuenta las dos dimensiones de la energía: la de bienes estratégicos como así también la de servicios públicos? ¿Lo que vale para una energía es válido para las demás? ¿Puede el mercado substituir a la planificación, y en que condiciones? ¿Cuáles son las relaciones entre energía y medio ambiente?

He aquí algunas preguntas, entre muchas otras, a las que este libro aporta respuestas.

Esta obra traza, por primera vez, un balance de los cambios, y está basada en un análisis económico riguroso de los sectores y del "bien energía" en su conjunto. También brinda numerosos datos cuantitativos e institucionales presentados en forma sintética, y propone análisis críticos de las políticas llevadas adelante en Europa y en el mundo.

Si el enfoque es, en principio, metodológico, el texto brinda también numerosos ejemplos de situaciones observadas en la práctica y estudios de caso.

Este libro puede satisfacer a un público amplio: estudiantes de ingeniería, de licenciaturas o maestrías de economía y ciencias políticas, responsables y observadores de la industria de la energía y de la economía en conjunto.

Escrito de forma pedagógica y producto de la experiencia de la enseñanza y de la práctica, este libro presenta, en cuadros de aspecto formal o teórico y en tablas de síntesis, los grandes datos históricos, lo que permite varios niveles de lectura y un fácil acceso a la documentación.



#### CONFEDERACION DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA

Integrante de C.L.A.E.C.

Comisión Latinoamericana de Empresarios de Combustibles

#### **ENTIDADES ADHERIDAS**

#### A.M.E.N.A.

Asociación Mendocina de Expendedores de Naffas y Afrons

C.A.P.E.G.A.

Cámara de Cornerctarites y Derivados del Petróleo, Garajes y Affines

C.E.C.A.E.R.

Cantara de estaciones de Combustibles y Anexos de Entre Rica

#### C.E.G.L.A. La Pampa

Asociación Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes

y Afines de La Pampa C.E.C. RIO NEGRO

Y NEUGUEN

Climara de Expendedores de Combustibles de Neuquên

y Rio Negro

C.E.C.A. SAN JUAN

Cámara de Expendedorea de Combustibles y Alines

#### C.E.C.A. SAN LUIS

Cámara de Expendedores de

Combustibles de San Luis C.E.C.A.CH.

Câmora de Expendedores de Combustibles y Alines del Chaco-

C.E.S.E.C.A.

Cárrura de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y

Alines de Salta C.E.S.COR

de Correntes

Cámara de Estaciones de Servicio y Empresarios de Combustibles

#### F.A.E.N.I.

Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior

F.E.C.A.C.

Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República

F.E.C.O.B.A.

Federación Entidades de Combustibles de la Provencia de Buenos Aires

C.E.C.H.A. 4342-4804 / 4342-9394 | Av. Mayo 633 2º / 12º Capital Federal (1084) | cecha@cecha.org.ar

## **Novedades**

# //// Angel Reyna & Asociados s.r.l.

### Representante exclusivo en Argentina de DEHN + SÖHNE

Ángel Reyna y Asociados SRL es una empresa especializada en el campo de la protección contra rayos y sobretensiones, con el claro objetivo de afianzar nuestro liderazgo de más de 25 años de trayectoria en el país, representantes exclusivos en la Argentina de la firma alemana DEHN+SÖHNE.

Nuestra empresa se desarrolla bajo la dirección del Ingeniero Ángel Reyna, experto reconocido en los ámbitos internacionales, siendo Presidente de la Comisión de Protección contra Descargas Eléctricas Atmosféricas en la AEA (Asociación Electrotécnica Argentina).

Nuestra labor no se limita a brindar productos de primer nivel, sino que nuestro valor agregado se centra en proporcionar toda la asistencia técnica que le ayude a planificar correctamente sus instalaciones.

#### **NUESTROS SERVICIOS**

Relevamientos de instalaciones existentes.

Ingeniería de detalle y documentos de licitación. Cálculo de los niveles de protección.

Estudio con el método de la esfera rodante de radio de acuerdo al nivel de protección.

Proyectos de jaulas de Faraday para apantallamiento de campos magnéticos.

#### **SERVICIOS RECIENTEMENTE INCORPORADOS**

Instalaciones eléctricas civiles e industriales.

Fabricación de tableros eléctricos, tableros de transferencia automática para controladores de grupos electrógenos.

Automatización.

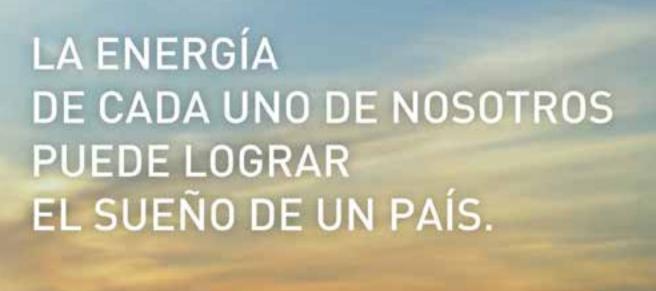
Mantenimiento preventivo y correctivo.

Para consultas escríbanos a: ingenieria@dehnargentina.com.ar

Y si quiere saber más sobre nosotros visite nuestra página web www.dehnargentina.com.ar











## 107 años de innovación

La innovación continua nos llevó a lograr hitos que son vanguardia en energías renovables, tales como la turbina Kaplan de mayor potencia, la central hidroeléctrica más eficiente equipada con unidades generadoras Francis y el primer aerogenerador 100% Latinoamericano. Como resultado de nuestros conocimientos, nuestra experiencia e infraestructura, tenemos proyectos en más de 30 países alrededor del mundo.

## 107 años de soluciones totales

Brindamos soluciones para la construcción de centrales hidroeléctricas de grandes potencias y parques eólicos en condiciones EPC. Además ofrecemos equipamientos, desarrollo de proyectos, ingeniería financiera y servicios de operación y mantenimiento, enfocados en la rentabilidad de nuestros clientes.

# Creemos en la Fuerza de la Naturaleza

