

El mercado eléctrico y su sustentabilidad



Por *Néstor Luis Novelli*,
Central Térmica Güemes S.A.

La situación del mercado eléctrico argentino es delicada y requiere de acciones que faciliten su sustentabilidad y la formación de un mercado ampliado hacia la integración regional de este sector.

La nota que hoy presentamos es una síntesis de la conferencia que el autor dio el pasado 4 de junio en el Consejo Profesional de Ingeniería Mecánica y Electricista (COPIME).

El Modelo de Transformación del **Sector Eléctrico** implementado en 1992 fue exitoso. El **Sector Generación** respondió a las señales del mercado incorporando oferta a precio competitivo y con alta eficiencia. La potencia instalada pasó de 14.000 MW en 1992 a 22.015 MW en el 2002, es decir, que dicha capacidad de generación instalada se incrementó en unos 8015 MW, representando un 57,3% respecto del parque existente en 1992. Los ciclos combinados incorporados suman un total de 5538 MW, un 69,1%; el 30,9% restante se debe a la repotenciación del parque térmico ya existente en 1992, y a la incorporación de nuevas centrales hidráulicas. Respecto de la eficiencia del parque térmico, ésta aumentó en un 65%. En cuanto al precio mayorista, pasó de 46 US\$/MW-h en 1992 a 23,5 US\$/MW-h en 2001 y luego, como consecuencia de la pesificación, pasó en 2002 a 10,0 US\$/MW-h. Actualmente, el parque de generación está compuesto por un 51% de generación térmica y un 49% de hidráulica.

El **Sector Transporte** contaba, en 1992, con reserva de capacidad de transporte y transformación; hoy no, dado que no recae sobre él la obliga-



Néstor Luis Novelli

ción de ampliar la red que opera en concesión y no tiene señales suficientes para lograr expandir sus redes. Este sector respondió con precios competitivos, mejorando la calidad, disminuyendo los tiempos de reposición y maximizando la capacidad de su red de transporte en concesión; consecuentemente no acompañó el crecimiento de la generación y la demanda (aprox. 52%).

El **Sector Distribución** normalizó el servicio a más de 900.000 usuarios y efectuó inversiones de aproximadamente 3500 millones de dólares en sus redes de distribución. Las fallas, en lo referente a cantidad y duración de las interrupciones del servicio, se redujeron a la cuarta parte, especialmente en las distribuidoras metropolitanas, en donde se obtuvieron resultados equivalentes y/o similares en muchas distribuidoras provinciales.

El Modelo de Transformación iniciado en 1992 presentó otras ventajas que podemos sintetizar en:

- Un incremento en la estructura de capital del país de más de US\$ 7000 millones.
- Un notable salto de eficiencia que significó un menor costo para la sociedad, por aproximadamente

US\$ 12.200 millones.

- Se exportó energía eléctrica por más de US\$ 250 millones al año.
- Una importante y sustancial mejora en la calidad técnico-comercial.
- El Estado nacional y los Estados provinciales recibieron importantes aportes:
 - Por la venta de activos (privatizaciones), más de US\$ 2800 millones.
 - Por las inversiones realizadas en generación, transporte y distribución, más de US\$ 8800 millones.
 - Aportes impositivos por aproximadamente US\$ 1800 millones al año.

Además, dichos Estados se beneficiaron por no tener que hacer aportes para financiar obras en el Sector Eléctrico.

El mercado eléctrico mayorista: la crisis de 2002 y sus consecuencias

El tamaño del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), dimensionado por volumen de facturación, a fines del año 2001 era de US\$ 2300 millones, con baja rentabilidad de sus agentes, especialmente en el Sector Generación, y un mercado a término (MAT), cuya cantidad de contratos y/o acuerdos evidenciaba una baja considerable, la cual se vio agravada por la crisis. Simplemente observando la cantidad de contratos y/o acuerdos entre generadores y agentes GUMAS (incluidos los contratos con distribuidoras) durante el período febrero 2000 – febrero 2003,

comprobamos que dichos contratos y/o acuerdos, en cuanto a cantidad, disminuyeron un 27%, pasando de 461 a 388 la cantidad de agentes GUMAS. La energía promedio mensual comercializada con los mismos en el MAT se redujo un 53%, pasando de 2818 a 1326 MW-h/mes.

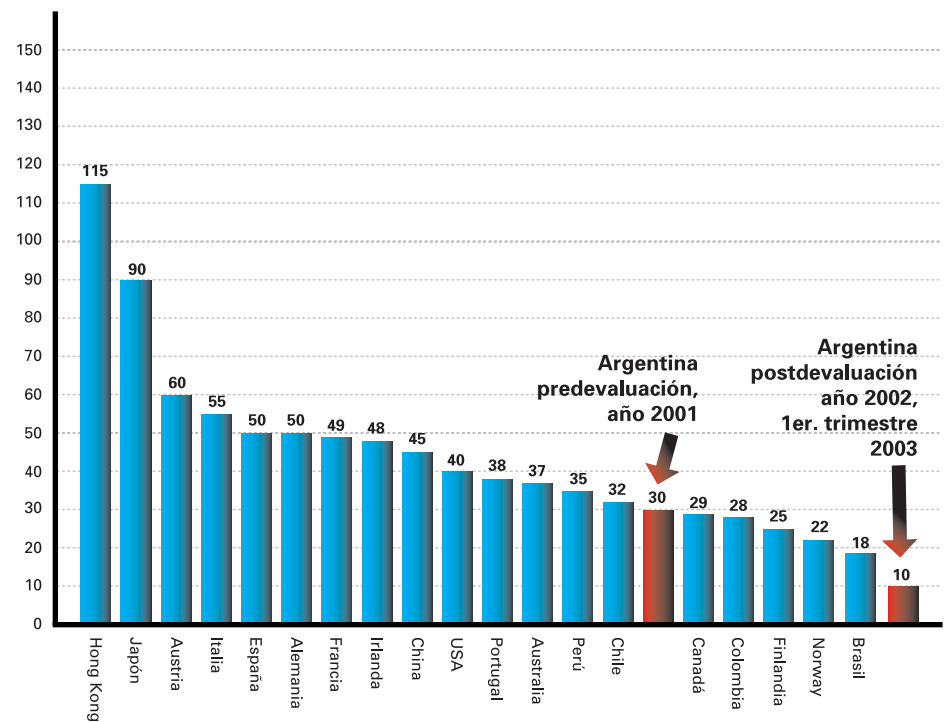
Con relación a la ampliación del Sistema de Transporte se discutían las modificaciones regulatorias para impulsar su expansión y concretar el Plan Federal de Transporte.

Como consecuencia de la crisis económico-financiera de fines de 2001 y principios de 2002, se atravesó una severa desorganización de la economía nacional con la depreciación del 260% de la moneda nacional, incremento de la inflación y el desempleo, caída del 13,5% en el PBI durante el año 2002, restricciones en el sistema financiero, pesificación de la remuneración fijada en dólares en el MEM que ocasionó un quiebre contractual, congelamiento de precios y tarifas, retraso y/o suspensión en los pagos, aumento de la morosidad y utilización del fondo estacional para mantener constante la tarifa del distribuidor. En este panorama la facturación del MEM pasó a ser de US\$ 880 millones.

La sustentabilidad del Sector Generación

El Sector Generación, con los precios actuales que percibe, está viendo aún más deteriorada su situación, dado que éstos no permiten obtener la rentabilidad mínima y necesaria para cubrir los costos de operación y en especial los de mantenimiento (no olvidemos que están dolarizados), con el fin de mantener el parque de generación en condiciones normales de operación. Debido a ello, muchos generadores debieron limitarse a realizar las reparaciones y/o mantenimientos mínimos que se requieren para poder seguir operando. El postergar los mantenimientos integrales, conforme a lo indicado por los fabricantes, está, por un lado, exigiendo a las unidades trabajar en condiciones no ideales, lo cual repercutirá indudablemente en tener que afrontar un

Figura 1 • Precios del MEM comparados con otros países en US\$/MW-h



La instalación de un CC en Bs. As. (año 2000/1), con un costo de equipamiento de 450 US\$/KW, un precio de GN en planta de 1,70 US\$/mmBTU, 30% de aporte de capital propio del total de la inversión, un costo de financiamiento de 10% anual y una TIR del 15% requerida por los accionistas, cerraba con un precio módico medio de 28,0 US\$/MW-h.

Fuente: Bears&Stearns

mayor gasto ante una rotura y/o un mantenimiento realizado mucho más allá del cronograma u horas establecidas por el fabricante y, por otro lado, pone en riesgo la seguridad del parque de generación, con la consecuente probabilidad de desabastecimiento.

A modo de ejemplo, al evaluar la instalación de una central de generación de última tecnología (ciclo combinado) en el año 2000/01, con una TIR esperada del 15%, con un costo de adquisición de 450 US\$/KW, un precio de gas natural en planta de 1,70 US\$/mmBTU, 30% de aporte de capital propio y el 70% restante financiado a una tasa anual del 10%, el precio monómico para que dicho proyecto cumpla con la TIR indicada debía ser de aproximadamente 28,0 US\$/MW-h. Hoy se percibe en promedio y por todo concepto un monómico de 10 US\$/MW-h.

Pero veamos dos escenarios posibles

que fueron evaluados hacia fines de 2002 y principios del año actual:

- Escenario 1: la demanda no aumenta durante 2003 y luego crece un 5% anual.
- Escenario 2: la demanda aumenta un 3% durante 2003, un 12% en 2004 (reactivación económica), un 7% en 2005 y a partir de 2006, se mantiene un aumento constante del 5%.

Bajo estos dos probables escenarios planteados, el país se encontraría en zona de desabastecimiento potencial en 2004, de acuerdo con la primera hipótesis, y en 2006, con respecto a la segunda, por lo cual es importante observar que el MW que se consumirá en 2008/9 debe ser decidido hoy, sin dejar de tener en cuenta que con la remuneración actual que percibe el Sector Generación la instalación de nuevas centrales no resulta viable.

Durante los cinco primeros meses de

precios y tarifas, y la demora en implementar los ajustes correctivos, si bien al principio detienen la inflación, en el futuro generarán graves problemas de muy difícil solución, con el consiguiente riesgo de perder los logros alcanzados.

Figura 2



Si se está utilizando el dinero disponible en el fondo estacional con la finalidad de no reflejar el precio real de la energía sancionado en el mercado *spot*, en los cuadros tarifarios de las distribuidoras, se genera un subsidio en la tarifa industrial y, consecuentemente, se afecta seriamente el mercado a término.

Los fondos disponibles del Plan Federal de Transporte y de las cuentas SALEXs tienen que ser utilizados cuanto antes para conservar la infraestructura de transporte y distribución troncal. Además, deben preservarse los principios del modelo regulatorio vigente, máxime cuando éste nos brinda los medios para el tratamiento de la crisis.

Ante la probabilidad de desabastecimiento de energía eléctrica para el año 2004 o 2006, se deberá impulsar la inversión en generación mediante una remuneración adecuada, previsible y respetando la seguridad jurídica.

Las fuertes presiones a las que está sujeto el sector exigen innovación, cambios regulatorios y culturales que, en lo inmediato, devuelvan la credibilidad del modelo eléctrico. Por esta razón:

- Es imprescindible entender que una regulación no es, ni debe ser estática, sino que se trata de un proceso

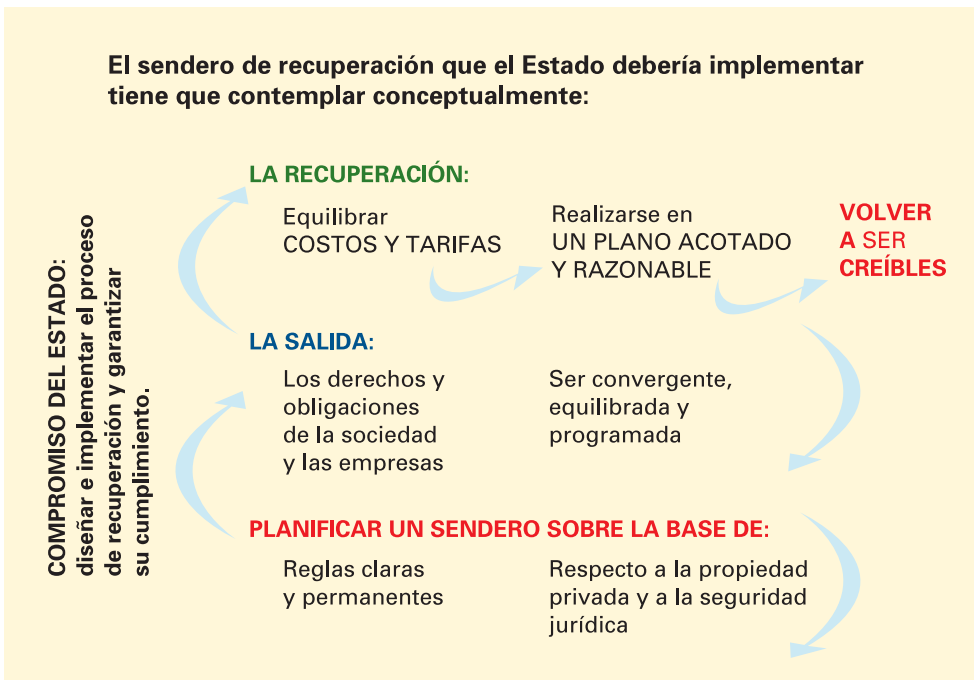
este año 2003, la demanda registró un aumento promedio del 8% respecto de igual período en 2002.

Últimamente hemos asistido a experiencias desfavorables cuando no se anticiparon coyunturas de desabastecimiento por atrasos de inversiones. Por ejemplo, en el caso de Brasil, el propio Estado reconoció que la falta de suministro eléctrico no se debió a la escasez de agua en sus cuencas, sino a una falta de previsión y planificación por parte del gobierno.

Algunas consideraciones

Hemos podido observar que los logros obtenidos en el Sector Eléctrico han sido sustanciales, por lo cual debe entenderse y/o considerarse que el fuerte deterioro en los

Figura 3



Medidas que facilitarían la normalización, el crecimiento y la integración regional del sector eléctrico

- Promoción de las inversiones
- Promoción de las exportaciones
- Bajar el costo transaccional (impuesto a la transferencia financiera, por ejemplo)
- Reformas en el mercado a término
- Aseguramiento de los cobros del MEM
- Formación del mercado ampliado
- Definir una estrategia de integración al Mercosur que nos sitúe como líderes en intercambios de energía, y que migre a un mercado ampliado (figura 4), toda vez que dicha integración regional signifique para la Argentina:
 - Nuevas inversiones
 - Ingresos de divisas
 - Aumento en cantidad y calidad en la oferta energética (posibilidad de aprovechar energía secundaria de países limítrofes a un menor costo)
 - Aumento de la seguridad y confiabilidad en el Sistema de Transporte (el STAT necesita migrar de una red radial a una red mallada)
 - Preservación y aumento de la capacidad instalada
 - Preservación y creación de empleo
 - Un menor precio de energía
 - Mayor recaudación impositiva, pues se agranda el tamaño del mercado

y forma a la sociedad las ventajas obtenidas como consecuencia de la implementación de dicho modelo.

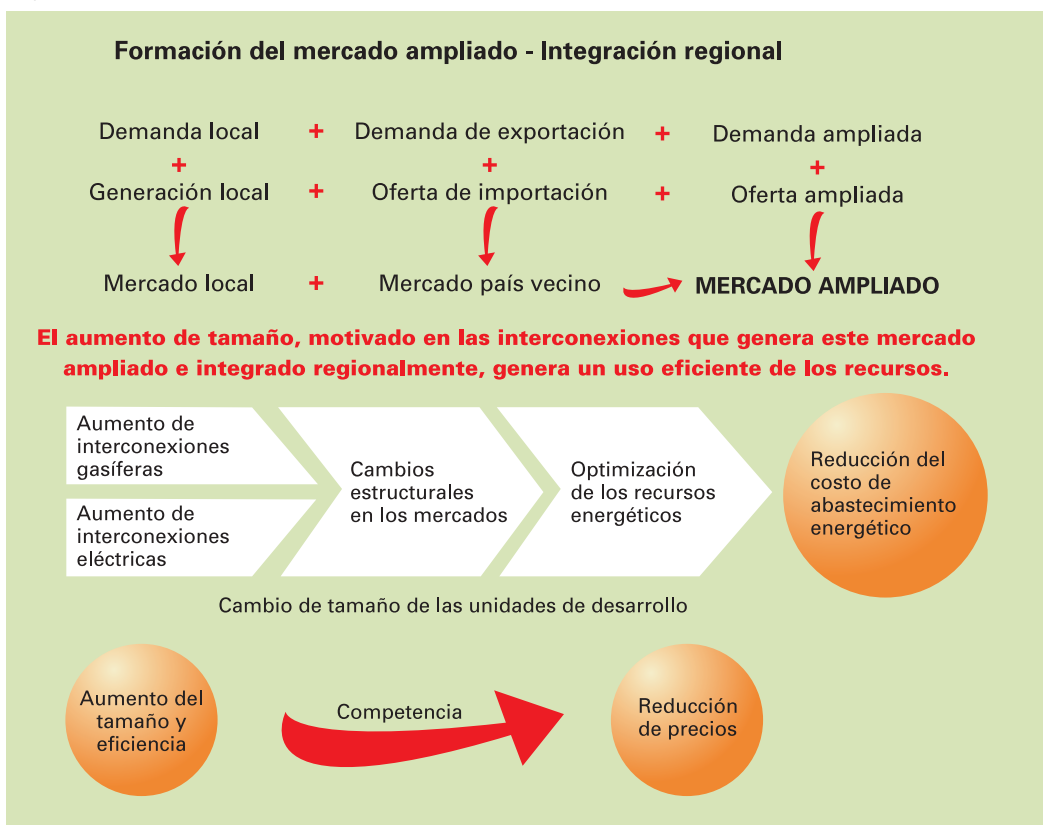
El Estado argentino (figura 2) debe asumir el rol de planificador y contralor, que es fundamental y le corresponde en el nuevo proceso. En este sentido, debe diseñar e implementar un sendero de recuperación de la industria eléctrica, teniendo en cuenta la opinión de todas las partes involucradas, los agentes del MEM (a través de sus asociaciones), la sociedad, los entes reguladores, etc., garantizando su cumplimiento.

El Estado tiene que actuar oportunamente y con suficiente credibilidad para evitar que se presenten más instancias contenciosas a nivel internacional y definir “de cara a la sociedad” dicho sendero de recuperación de la industria, expresando su convicción con respecto al proceso y garantizando su cumplimiento. Para esto debe otorgar un inmediato aumento tarifario de emergencia que cubra los costos de la operación y las inversiones de corto plazo que permitan asegurar el suministro a los usuarios (figura 3).

que tiene que ajustarse al cambio, por lo cual requiere ser dinámica para poder adecuarse a las transformaciones tecnológicas, de mercado, sociales, etc., y esta necesidad de dinamismo está contemplada en la Ley N° 24.065 del Marco Regulatorio.

- Debe desarrollarse una doctrina y una cultura de la regulación que asiente ciertas ideas, como ser que el modelo requiere, sobre todo, de participación, reflexión y debate, el cual no debe limitarse a los medios académicos y/o sectoriales, sino que tiene que darse también en los medios políticos, sociales, comunicacionales, etc.
- Esto, en mi opinión, es una asignatura pendiente que tenemos todos los que desarrollamos nuestra actividad en el sector: “Educar al soberano”.
- Debemos reconocer que no supimos comunicar en tiempo

Figura 4



Conclusiones Finales

A modo de conclusión quiero remarcar los siguientes conceptos:

- Sin un sendero creíble no habrá refinanciación.
- Sin refinanciación no habrá producto.
- Sin producto no habrá mercado.
- Sin energía... ¡¡¡la recuperación económica del país no será viable !!!
- Por lo tanto, no habrá mayor integración regional.

Si no aseguramos la permanencia en el país de las inversiones ya realizadas, no será viable iniciar este camino. Recuperar la credibilidad en el sector es el primer paso y la fórmula está en la aplicación irrestricta de la Ley N° 24.065. Sólo se trata de volver a las fuentes.



Néstor Luis Novelli es ingeniero electricista, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, en 1992, y se encuentra finalizando un posgrado en Organización y Dirección Empresaria en la UBA.

Actualmente, desarrolla su actividad profesional como gerente de Ventas responsable del mercado a término en Central Térmica Güemes S.A. y en la Comercializadora Powerco S.A., es director por Powerco S.A.;

en la Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica de la República Argentina, ACEERA. Desde 1996 hasta abril de 2000, desarrolló su actividad profesional en CAPSA-CAPEX S.A. como jefe de Departamento Comercial, siendo responsable de las áreas Comercial y Operativas en lo referente a venta de electricidad en el mercado a término, petróleo y gas licuado de petróleo. Desde 1993 hasta 1996, se desempeñó en Central Puerto S.A. inicialmente como ingeniero de despacho y, como ingeniero analista, en el Departamento de Comercialización de Energía. Desde 1984 hasta 1991 desarrolló sus actividades en SEGBA hasta alcanzar el grado de jefe de guardia de Operación del Sistema de Distribución de Media Tensión de Capital Federal. Hacia fines de 1992 se retiró de la empresa EDESUR S.A.