

Su impacto en el Mercado Eléctrico Argentino

Las potencialidades que el mercado de Brasil tiene para nuestro país se deducen de algunos indicadores como por ejemplo que su sistema eléctrico es un 350% más grande que el argentino y tiene un parque generador esencialmente hídrico (94%) mientras que en el nuestro la mitad es térmico y seguirá aumentando su proporción con la incorporación de los ciclos combinados de excelente rendimiento. En este sentido, ¿cómo impactarán en el Mercado Eléctrico Argentino las interconexiones eléctricas regionales? La exposición del Ing. Silvio Resnich, presidente de la Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la República Argentina (ATEERA) durante el 2º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad que tuvo lugar recientemente en Punta del Este, Uruguay, permite visualizar el comportamiento del sistema y la necesidad de mejorar la competitividad del mercado eléctrico argentino fortaleciendo la red mallándola lo que redundará en una mayor confiabilidad, tanto para el mercado interno como para el externo. La que sigue es una adaptación de la exposición.



ción tanto en el Sistema de transporte en alta tensión (figura 1) como en la capacidad de transmisión en MW (figura 2).

También, puntualizó cuáles fueron las causas del aumento de la capacidad de transporte señalando las siguientes: • Líneas de transmisión de 500 kV

para la Central Hidroeléctrica Yacretá (871km), construidas por el Estado; • líneas de transmisión de 500kV asociadas a la Central Hidroeléctrica Piedra del Águila (1292km, inversión privada -generadores del Comahue-); • inversiones (privadas y del Estado) en compensación serie del Sistema Comahue-Buenos Aires efectuadas; • utilización de capacidad remanente, mediante instalación y ajuste de sistemas de control y de estabilización.

En cuanto a la maximización de la utilización de los sistemas de transmisión en desmedro de la calidad del servicio, Silvio Resnich destacó que en el Sistema de 500kV hubo un aumento de los niveles de desconexión automática de generación (DAG) para falla simple (de 500 a 1200MW) que tuvo como consecuencia cortes de carga para fallas simples en corredores no radiales y un aumento de la desconexión automática de demanda (DAD) por subfrecuencia (del 36% al 42%) lo que produjo mayores cortes para grandes perturbaciones.

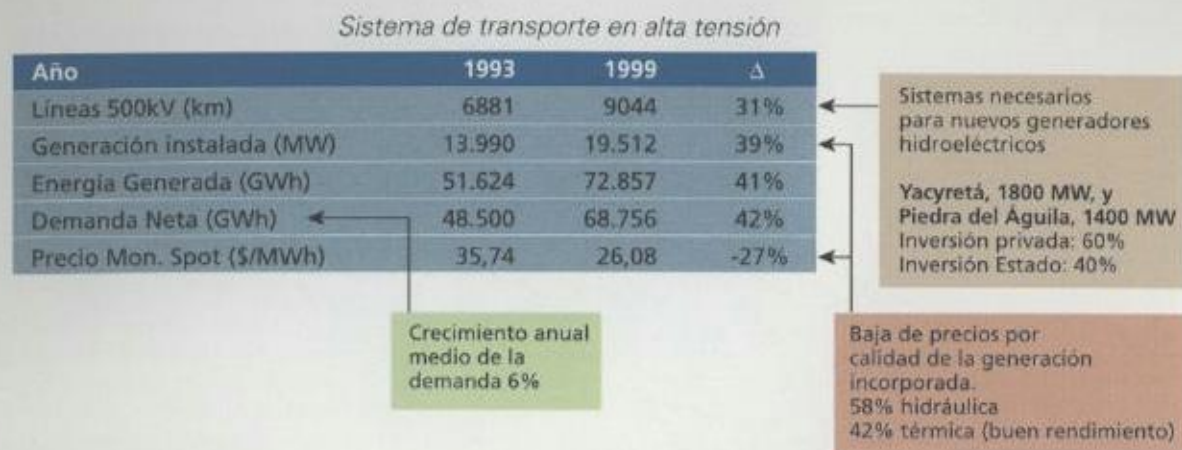
Desde la privatización, los sistemas de transmisión regionales registraron un incremento de un 10% en cuanto a la longitud de líneas de 220 y 132kV; un aumento del 5% de la capacidad de transformación instalada y un 42% de la demanda abastecida.

El Ing. Silvio Resnich comenzó refiriéndose al Sistema Eléctrico Interconectado de la Argentina. En este sentido precisó que el parque generador está integrado por un 50% de energía térmica, un 45% de hidráulica y un 5% de nuclear. La potencia instalada asciende a 19.783 MW, la máxima potencia demandada fue

de 12.788 MW (enero de 2000) y la energía consumida durante el año pasado fue de 68.756 GWh. En cuanto al precio económico *spot* medio del '99 fue de 26 \$/MWh y la tasa de crecimiento de la demanda de energía está prevista en un 5%.

Luego analizó la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista desde su privatiza-

Figura 1. Evolución del mercado eléctrico mayorista desde su privatización



Con respecto a la utilización de los sistemas regionales en desmedro de la calidad del servicio, señaló que en los sistemas regionales de 220 y 132kV habitualmente se requiere operar con tensiones por encima de la banda de tolerancia admitida en condiciones normales ($\pm 5\%$) por restricciones de estos sistemas de transporte en barras de 132kV de los transformadores que los abastecen, lo que significa una clara debilidad ante situaciones N-1.

Durante su exposición, Resnich destacó los aspectos salientes del Sistema Eléctrico Argentino durante el período 1993-1999 y las dificultades para su expansión que sigue siendo un punto crítico del modelo. Desde la desregulación del mercado eléctrico en la Argentina se logró disminuir el precio de la energía y mejorar la calidad de servicio para el usuario final, teniendo en cuenta tanto el número de interrupciones como la duración de las mismas. Las inversiones privadas en generación han sido muy importantes lo que permitió tener un mercado más competitivo y contar con energía de reserva suficiente. Por otra parte, el método de pago de las ampliaciones de transporte no refleja los beneficios económicos que los diferentes agentes obtienen de las mismas y hubo falta de inversiones para la expansión de los sistemas de transporte, particularmente cuando hay múltiples beneficiarios. Los sistemas son poco robustos para afrontar configuraciones de red N-1 ya que sólo hay un mercado de potencia activa, cuando la realidad física exige también un mercado de potencia reactiva.

Las interconexiones regionales

Luego, el disertante se refirió a las interconexiones eléctricas regionales (figu-

ra 3). En este aspecto analizó las potencialidades que el mercado brasileño tiene para la Argentina señalando que: • el sistema eléctrico de Brasil es un 350% más grande que el argentino; un 5% de crecimiento de la demanda de Brasil representa un 17,5% de la Argentina; • Brasil tiene un parque generador esencialmente hídrico (94%) mientras que en la Argentina la mitad es térmico y seguirá aumentando su proporción con la incorporación de ciclos combinados de excelente rendimiento; • la sobreoferta térmica del sistema argentino actual y prevista es un complemento ideal a la aleatoriedad hidráulica del sistema brasileño; • las interconexiones previstas dan la posibilidad de exportar energía con valor agregado; • la realización de inversiones en el país con sus efectos económicos movilizadores asociados; • mayor ingreso de divisas para el

país; • se genera un mercado para el parque generador que hubiera sido desafectado, obteniéndose por lo tanto una mayor reserva térmica para el sistema.

Asimismo, trató el tema de la competencia del gas en la región precisando que la red internacional de gasoductos previstos cubren las mismas áreas que las redes eléctricas y, además, la relación del tipo de cambio actual entre los dos países mejoraría la posición competitiva de los proyectos de generación térmica en Brasil. Por otra parte, la optimización del factor de carga de los nuevos gasoductos a San Pablo y Porto Alegre alienta la inversión en generación térmica en dicho país.

Posteriormente, Resnich mostró la primera vinculación de 1000 MW Argentina-Brasil que comprende: • convertidora Back to Back de 500/525kV -50/60 Hz en Garabí (Brasil); • línea de 500kV Rin-

Figura 2. Evolución de los límites de transmisión. Sistema de 500kV

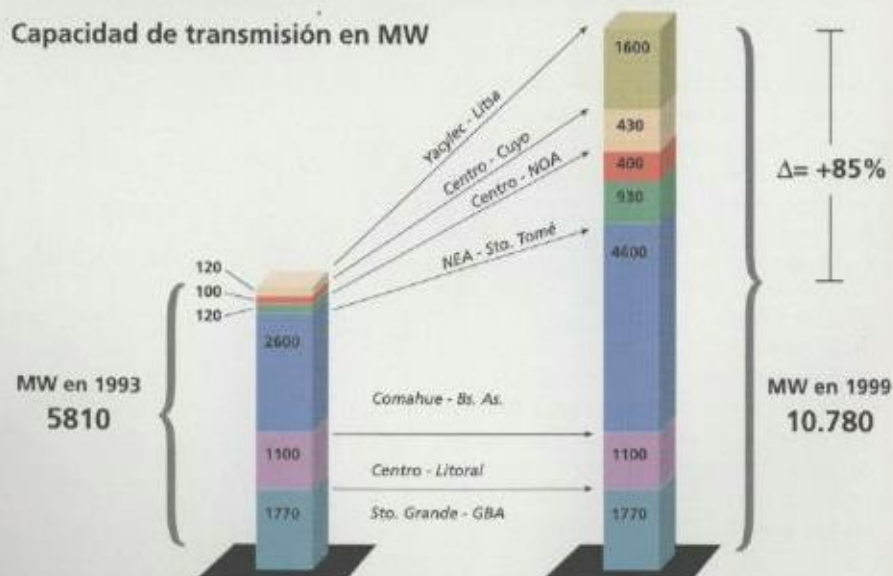


Figura 3. Interconexiones eléctricas regionales



cón (Yacyretá) – Garabí de 135km; • líneas de 525 kV Garabí-Santo Angelo-Itá de 355km. En este sentido, precisó que los 1000 MW podrían no ser abastecidos en algunas condiciones particulares de despacho por limitaciones térmicas y de protecciones de este corredor y se debe adecuar la DAG de Yacyretá. También señaló que ante la saturación del corredor de 500kV Ezeiza-Rodríguez, la solución de mínima inversión que debería efectuarse debería ser el reemplazo de protecciones para que la falla en una línea no arrastre a la restante; y las comunicaciones y automatismo necesarios para implementar la DAG en la convertidora y la DAG al "Sur" con el objeto de evitar sobrecargas inadmisibles en una línea sana ante una falla en la restante.

Luego, expuso sobre la segunda vinculación de 1000 MW Argentina-Brasil que es idéntica a la primera señalada anteriormente. En esta vinculación se exige al límite al sistema argentino y se requeriría implementar un sistema de supervisión de las potencias transmitidas por las líneas en la zona indicada, junto con un sistema inteligente de DAG en la convertidora y de DAG en las generadoras argentinas.

Hipótesis de exportación

Posteriormente, el disertante mostró dos hipótesis de exportación. La primera de ellas a Brasil de 3200 MW (figura 4). En este aspecto, precisó que para exportaciones a dicho país superiores a 2000

MW se requieren nuevas líneas de transmisión en el sistema argentino, a no ser

que se eleve la cota de Yacyretá de 76 a 83m. Además, puntualizó que los proyectos de generación en el Noroeste argentino y las necesidades regionales alientan el vínculo Tucumán (El Bracho)-Resistencia; los excedentes de la central chilena Güemes (ubicada en Salta) pueden modificar esta traza y alternativamente, puede reforzarse el sistema de 500kV que corre paralelo al río Uruguay.

La segunda hipótesis se refiere a la exportación de 5000 MW a Brasil y 450 MW a Chile (figura 5). En este caso, para suministrar los 5000 MW son necesarias las diferentes alternativas consideradas en la hipótesis anterior (dos vínculos de 50kV más aumento de cota de Yacyretá). Por otro lado, aumentando la confiabilidad del sistema argentino, uniendo las áreas Comahue y Cuyo, y realizando la interconexión con Chile se lograría eliminar la fuerte dependencia de este país de su generación hidroeléctrica y, también, se eliminarían las restricciones cruzadas actuales entre Comahue-Buenos Aires y Centro-NOA.

Figura 4. Hipótesis de exportación de 3200 Mw a Brasil





Figura 6. Mallado del sistema de transporte eléctrico argentino

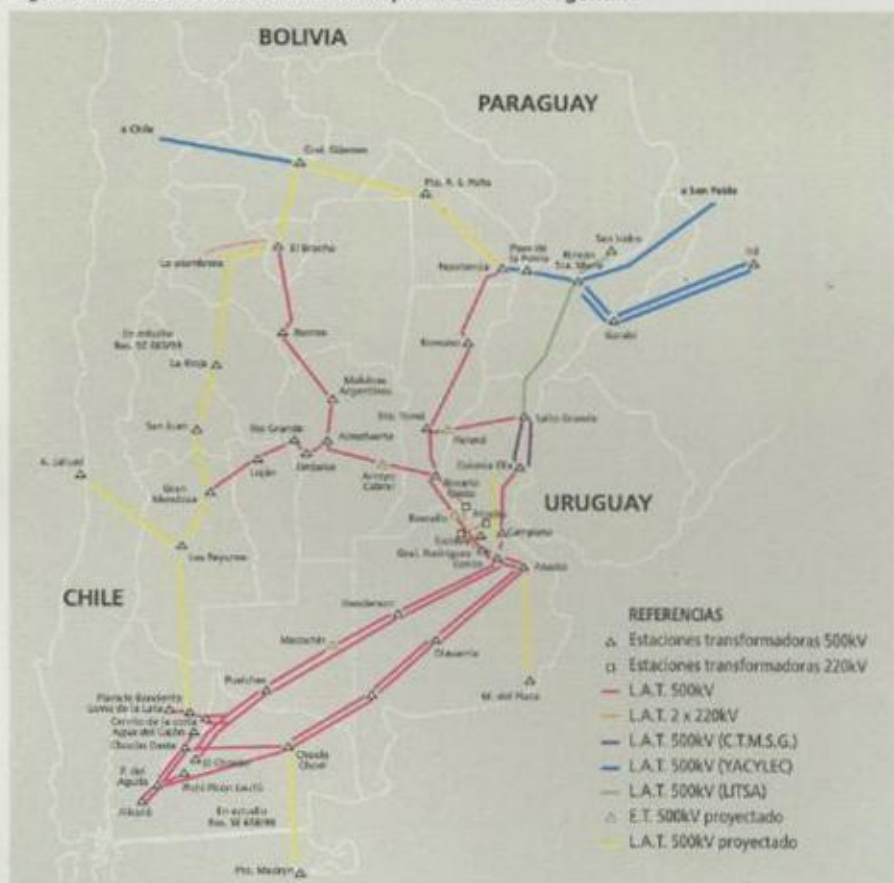


Figura 5. Hipótesis de exportación de 5000 Mw a Brasil y de 450 Mw a Chile.

Por último, Silvio Resnich finalizó su presentación con las siguientes conclusiones:

- Desde la desregulación del mercado eléctrico en la Argentina se ha logrado disminuir el precio de la energía y mejorar la calidad de servicio para el usuario final, teniendo en cuenta tanto el número de interrupciones como la duración de las mismas.
- Las inversiones privadas en generación han sido muy importantes; ello ha permitido tener un mercado más competitivo y contar con reserva suficiente.
- Las dificultades en materializar las ampliaciones del transporte están debilitando el soporte físico del mercado eléctrico.
- Las interconexiones internacionales implican una exigencia adicional de importancia que pone a prueba los mecanismos de regulación del mercado eléctrico argentino.
- Ante una interconexión deben resolverse adecuadamente problemas de funcionamiento integral del sistema argentino, que pueden poner de manifiesto carencias subyacentes en el mismo, cuya solución no siempre debería ser de competencia exclusiva de quien se conecta.
- Las dificultades por las carencias regulatorias para el tratamiento de estos problemas hacen más trascendentes la tarea del regulador, tanto en casos de acción como inacción.
- Esto conduce a la necesidad de realizar ajustes en el modelo del mercado, para asegurar que frente a la fuerte competencia de los gasoductos internacionales, la Argentina esté en condiciones competitivas de vender energía con valor agregado.
- El diagnóstico es crítico en caso contrario.
- ATEERA considera que un aporte significativo para mejorar la competitividad del mercado eléctrico argentino es precisamente fortalecer la red argentina mallándola (figura 6), lo que a su vez redundará en una mayor confiabilidad, tanto para el mercado interno como para el externo.