

# **ENERGÍA ELÉCTRICA: PREVISIONES PARA EL VERANO 2006-2007**

(Noviembre de 2006)

## ENERGÍA ELÉCTRICA: PREVISIONES PARA EL VERANO 2006-2007

### Introducción

Según datos oficiales<sup>1</sup>, para el trimestre estival (Nov. 2006 a Enero 2007) se espera un crecimiento del 5,5% con respecto al mismo período del año anterior y un pico de consumo estimado en 18.241 MW. Asimismo, se prevé un mayor consumo industrial (7,1%) que residencial (5%), y, a nivel regional, un mayor incremento en el área del Comahue.

De cumplirse esta estimación, se presume que el servicio eléctrico podrá afrontar la demanda sin llegar a interrupciones en el servicio por desabastecimiento eléctrico. Sin embargo y debido al escaso margen de reserva, cualquier imprevisto podría generar inconvenientes.

En cuanto a la demanda real, con el crecimiento acumulado de este año, ya se consume más del doble que en el año 1992 y casi un 30% más que en 2002.

### Los números del crecimiento

En lo que va del 2006, el consumo eléctrico se incrementó en un 5,85%. Este aumento, sumado a los anteriores años, hacen que, desde 1992 a esta parte, haya un crecimiento acumulado del 103%, y desde el momento de la crisis, la posterior salida de la convertibilidad y el congelamiento de tarifas, el crecimiento de la demanda fue de un 28,9% (ver *Gráfico 1*).

Para el próximo trimestre, se prevé un crecimiento del 5,5% respecto del mismo período del año anterior y las previsiones para el todo el 2007 y todo el 2008 se estiman en el orden del 4,5% para cada año.

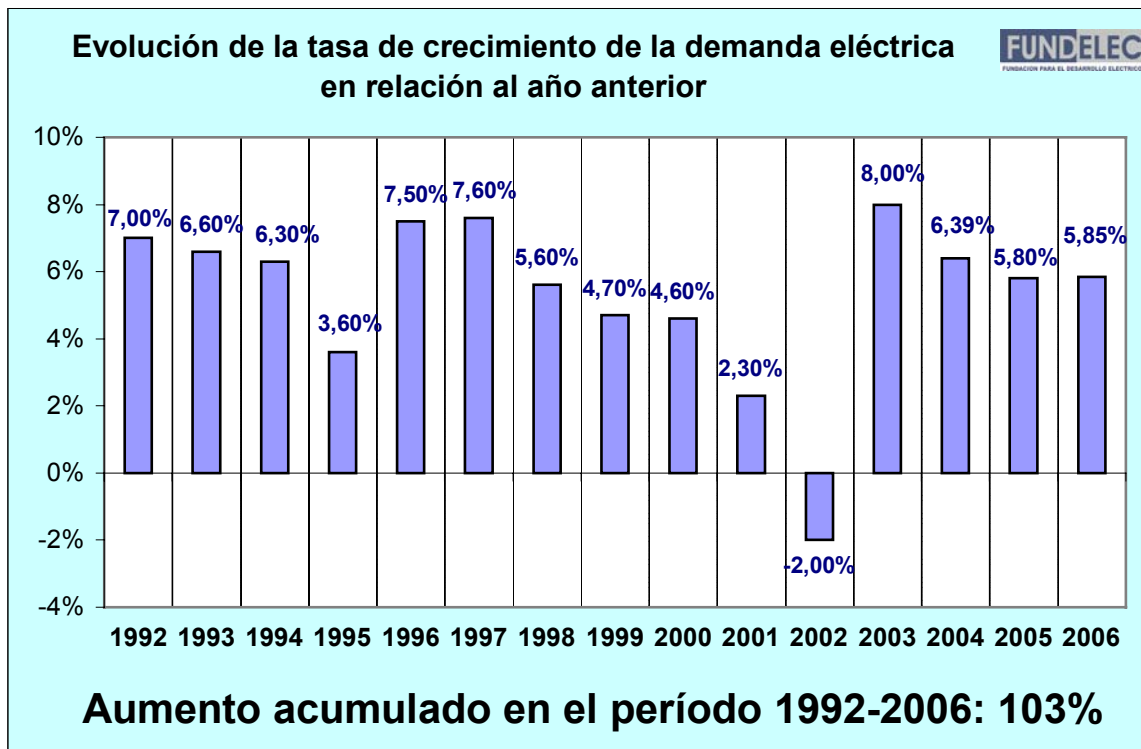
Este crecimiento estaría liderado por la región del Comahue (ver *Gráfico 3*), como consecuencia de un mayor consumo por parte de las industrias ubicadas en esa región. También tendrían un crecimiento mayor que el promedio nacional las regiones Centro (Córdoba y San Luis) y Litoral (Santa Fe y Entre Ríos).

En cuanto al tipo de clientes, según las estimaciones, las distribuidoras (que representan un 82% del consumo total) demandarían un 5% de aumento, mientras que los Grandes Usuarios Mayoristas (18% restante) concentrarían un 7,1% de crecimiento. Es decir que el consumo industrial crecería más que el residencial.

---

<sup>1</sup> Informe Definitivo de la "Programación Nov - Abr 2007" de CAMMESA.

Gráfico 1



Fuente de Datos CAMMESA. Elaboración de Gráfico Fundelec

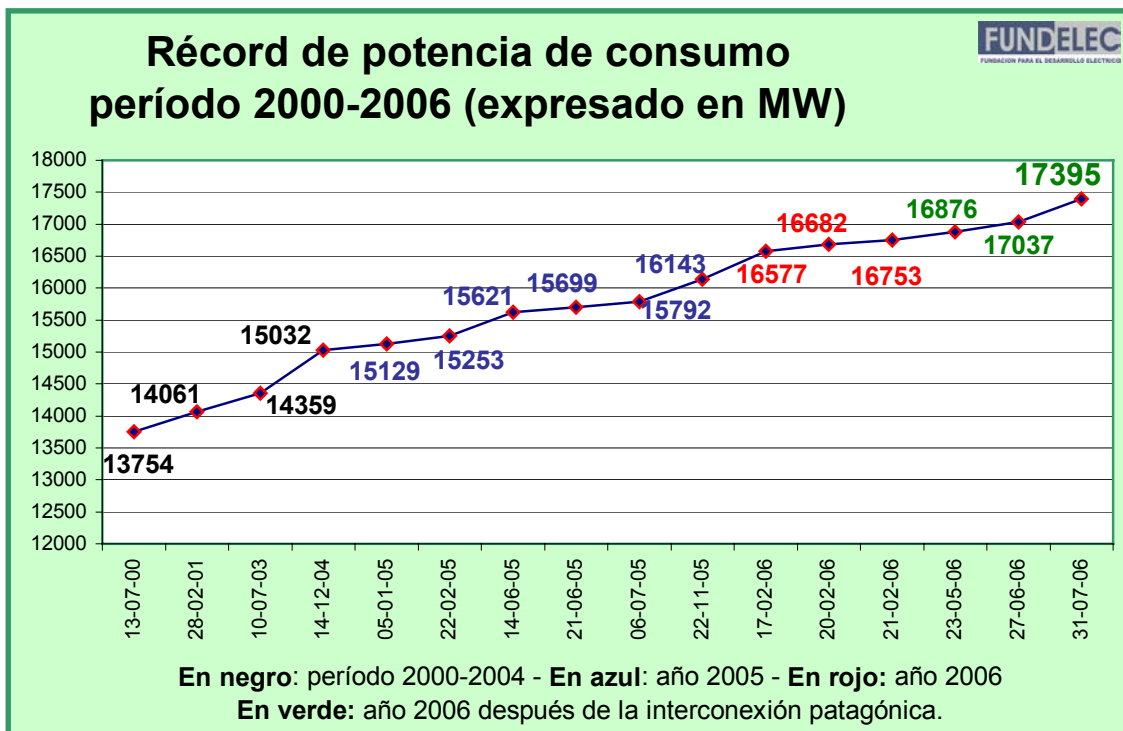
En cuanto a la potencia de consumo, se estima un pico de consumo de 18.241 MW.

El record histórico de consumo de potencia se registró el día 31 de Julio de 2006 y llegó a 17.397 MW (ver *Gráfico 2*), y si bien desde agosto no se superó el récord de consumo de potencia, en todos los meses subsiguientes hubo por lo menos un día en el cual se estuvo cerca de ese registro:

- 1) El 2 de Agosto se consumieron 17.309 MW
- 2) El 4 de Septiembre se demandaron 17.097 MW
- 3) El 24 de Octubre el consumo alcanzó los 17.252 MW.
- 4) El 14 de Noviembre se llegó a los 17.237 MW de potencia de consumo.

Esto indica que, a pesar de las temperaturas más templadas de los meses de agosto, septiembre, octubre y noviembre, la demanda se dispara cuando se presentan dos o tres días consecutivos de temperaturas extremas.

Gráfico 2

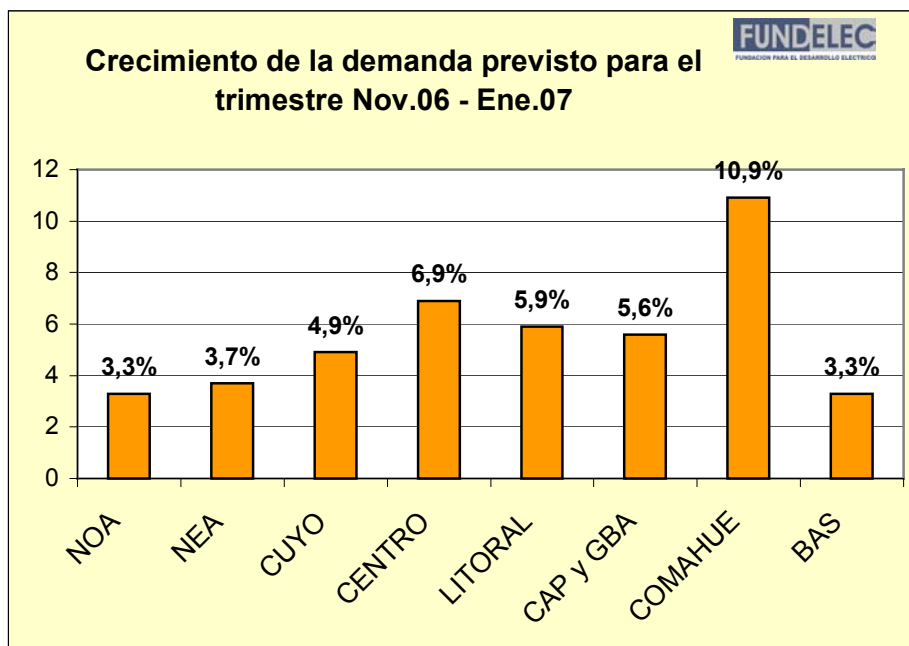


### Restricciones para Cuyo, NOA y Centro

La región del NOA manifiesta probables bajas de tensión en algunas líneas de M.T. por la demanda creciente que puso al límite la capacidad de transformación del nodo El Bracho. Idéntica situación se registran en los nodos Malvinas y Almafuerite.

En este sentido, se estiman que los cortes esperados para el área Centro, Cuyo y NOA resulten superiores a los estimados para el verano anterior, dado fundamentalmente por un aumento en la tasa de falla del corredor Rosario Oeste - Almafuerite, por el Corredor Río Grande, Luján y Gran Mendoza (para el área Cuyo y NOA) y la vinculación Malvinas, El Recreo y El Bracho (para el caso de El Bracho).

Gráfico 3



### Situación del Parque de Generación

De confirmarse estas estimaciones, es decir, registrar un consumo de potencia máximo de 18.241 MW y, si el Parque Generador recupera parte de la capacidad hoy indisponible (Atucha, Dock Sud y Puerto), el sistema eléctrico debería poder afrontar la demanda. De hecho, **no se prevén interrupciones en el servicio por desabastecimiento eléctrico.**

De acuerdo a los registros obtenidos en el mes de octubre pasado, el promedio de generación disponible fue de 18.400 (descontando la inactividad total de Atucha y parcial de Dock Sud y Puerto). Esto significa que alcanzaría con lo justo para cumplir con la supuesta demanda interna (18.241 MW) y la exportación a Uruguay (150 MW). Aunque, debido al escaso margen de reserva, **cualquier imprevisto podría detonar inconvenientes** (falta de lluvias, tornados o desabastecimiento de gas como el vivido recientemente por conflicto petrolero).

En este sentido, el Gobierno está trabajando intensamente para ganar un mayor margen de oferta de cara al próximo año y se apresuró a reasignar los Mantenimientos Programados de algunas Generadoras, adelantándose y postergándose, según sea el caso para intentar contar con la mayor oferta posible en los días de mayor consumo, ya sea para pleno verano y pleno invierno (2007).

Por este motivo, se adelantaron las fechas de salida de servicio por mantenimiento programado de Piedra de Águila, Genelba, Futaleufú, y algunas de las Centrales de EPEC.

Por su parte, se solicitó la postergación de los mantenimientos programados de Central Costanera, Yacyretá, Salto Grande y algunas de las Centrales de EPEC.

En cuanto a la indisponibilidad forzada que se desencadenó hace dos meses, el Transformador de Río Grande que estaba fuera de servicio ingresó a mediados de noviembre; en tanto, para el caso de los Ciclos Combinados Dock Sud y Puerto, se prevén el ingreso en servicio de los dos  $\frac{1}{2}$  C.C. recién para principios y mediados de diciembre, respectivamente. Mientras que se estima que Atucha estará fuera de servicio hasta fin de año.

### A futuro: aumentar la oferta de generación

Será indispensable para el sector de generación incorporar una mayor oferta ya que el crecimiento de la demanda, que ha sido intenso en los últimos cuatro años (ver gráfico 1), viene manteniendo al sistema eléctrico al límite de su capacidad, obligando a tomar decisiones de urgencia año a año.

En este período, fueron decisivas algunas medidas adoptadas desde el Gobierno para evitar el colapso energético, tales como una elevación de la capacidad de transporte y de transformación en líneas y Estaciones Transformadoras que estaban al límite de su potencial, así como la inauguración de la Interconexión Patagónica, la ampliación de la Central Río Grande y otras obras menores en generación. Pero **queda pendiente reactivar la inversión de largo plazo**, aquella que asegurará el crecimiento de la oferta para garantizar el crecimiento de la demanda, tanto en generación como en distribución.

Así, **será imprescindible que en el próximo año se avance concretamente** en la construcción de las Centrales Térmicas financiadas con el FONINMEM, cuya construcción ya está adjudicada, la elevación de la Cota de Yacyretá y la construcción de la línea de transporte asociada, y sobre otras dos incorporaciones que se anunciaron recientemente en el NOA: la ampliación de la **Central Térmica Güemes** y la incorporación de parte de la producción de **TermoAndes** (Central Térmica que produce únicamente para Chile pero que cuenta con un excedente no aprovechado para el consumo interno argentino).

Más allá de estos casos puntuales, **queda pendiente también recuperar la inversión genuina**, ya sea privada o pública, que deviene de un interés de mercado por la inversión y el crecimiento. Para ello es importante contar con un marco jurídico legal confiable y previsible, ya que la inversión a este nivel mueve grandes volúmenes de capital y requiere normas claras que permitan planificar la recuperación de esa inversión.

De otra manera, se complicará el sostenimiento de un crecimiento de la demanda eléctrica que, desde el año 2003 a esta parte, viene marcando casi un 30% más de consumo que en 2002. **Este aumento de la demanda pudo ser sostenido, primero por la sobreinversión privada** en generación eléctrica que hubo en la década del noventa, **y, segundo, por la inversión estatal** en transporte que se agilizó desde el 2003 y que permitió aprovechar esa sobreoferta existente.