

Jornada "Industria Eléctrica e Industria Asociada"

Su articulación sustentable

15 de junio de 2011

Ing. Juan Carlos Benítez – Mercado Eléctrico Mayorista. Situación actual y perspectivas

Vamos a hacer un panorama de la situación actual y las perspectivas dentro del sistema del mercado mayorista.

Vamos a hablar de la situación actual, las tendencias, los recursos frente a la demanda, los contratos que se están habilitando de esta generación, algo de energía renovable, los recursos, ingresos previstos, algunas limitaciones del sistema de transporte Patagonia y algunas conclusiones.

Tenemos un sistema de 111 TWh, 20.800 de pico. Básicamente, como todas las exposiciones anteriores, es un sistema que tenemos casi un 60% de térmico convencional. Ese térmico convencional está dividido en 36% de ciclos combinados, un 12 de turbogas y un 8 de TG.

Actualmente estamos con los cierres esto fue ya más detallado, cierres Norte y de Comahue que este año, en agosto, se estarían cerrando.

Entonces, cuáles son las perspectivas y las tendencias? Tenemos una demanda de energía y potencia en crecimiento sostenido. Un ingreso de nueva oferta que no requiere combustible (cota Yacyretá, Atucha II y eólica). Un ingreso de nueva generación térmica TG (Barragán / López), cierre CC (Loma de la Lata / Pilar), cierre CC Pilar, CT 13 Julio, CT Independencia, TG Frias y generación distribuida. Un ingreso de generación Acuerdo 2008/2011 y generación térmica convencional con combustibles alternativos.

La evolución del pico máximo, ya estamos en los 20.800, esto tiene un promedio entre 800 y 900 MW adicionales por año. Podemos ver también el poco crecimiento del 2009, lo mismo que en demanda si comparamos la demanda eléctrica con el PBI vemos la fuerte influencia que tiene el PBI sobre la demanda. La generación anual por tipo básicamente tenemos que el incremento está cubierto por generación térmica y algo de importación. La evolución de la potencia instalada gruesamente crecieron los ciclos combinados, manteniéndose el hidráulico y el nuclear y el TV.

Combustibles líquidos: En el 2010 consumimos 2.260.000 toneladas de fueloil, ya en este momento estamos consumiendo fueloil prácticamente durante todo el período anual durante todo el año, es decir que salvo alguna primavera muy lluviosa o algo más de gas en verano estamos consumiendo fueloil en forma permanente. El año pasado consumimos un millón casi 700.000 m³ de gas oil. El período de consumo de gas oil también se extendió y estamos en un máximo que pensamos llegar a las 150.000 m³ semanales. Si lo medimos en barcos de 30.000 son 5 barcos de gas oil semanales.

Vemos la evolución anual del fuel oil que salvo en 2009 tuvo menos demanda y alta hidrolicidad, estamos en los valores que venimos llevando. En 2011 tenemos consumido más de 1.000.000 de toneladas y gas oil el incremento a lo largo del tiempo y este año, al 31 de mayo, son 500.000 m³. Básicamente todavía no hizo frío. Estamos a fin de junio y no tuvimos semanas de frío muy duro.

Ingreso de generación prevista: tenemos el levantamiento de cota Yacyretá, las dos TG de Independencia que suman 120 MW, las de Frías, el cierre del Ciclo de Pilar y el cierre de Loma de la Lata, algunas de éstas ya concretadas y otras que se van a concretar a lo largo del año. Las TG de Brigadier López en Santa Fe, Atucha II y las 2 TG de Ensenada de Barragán y las TG de Villa Gesell.

Este es un poco el panorama de lo que viene. Tenemos las centrales del acuerdo que son La Vuelta de Obligado Timbúes II, tenemos las máquinas Piquirenda, Plus Petrol y Futaleufú, dentro del acuerdo. Después tenemos el cierre de las TG de Brigadier López en ciclo combinado, la TG de 300 MW en Brown, el cierre del ciclo de la TG abierta de Genelba, el cierre de la Ensenada de Barragán en ciclo combinado y la Belgrano II. En definitiva, durante el 2011 estarían ingresando unos 2.400 MW y durante el 2012-14 estaríamos llegando a los 5.000 MW en total.

La generación distribuida: tenemos la generación distribuida I, II y III. Esto está básicamente todo en servicio, falta poco para completar los 1.000 MW. Podemos ver la última generación distribuida III, los últimos 250 MW.

El plan nuclear: Así como estamos diciendo que está entrando Atucha II a fin de este año, también tenemos la extensión de la vida útil de Embalse que inicialmente se corrió a fin del 2013 y sería por 18 meses fuera de servicio.

Energías renovables: Dentro de renovables quedan fuera de las grandes centrales hidráulicas, tienen que tener menos de 30 MW lo cual suman 345 con esa división por provincia. Tenemos hoy por hoy instalada 27,8 MW de eólico, 25 de solar, aislada básicamente.

Recursos a corto plazo: Los recursos a corto plazo estamos abasteciendo básicamente todos los incrementos, salvo Atucha, el incremento de Yacyretá, el eólico con térmico

convencional. El gas es un recurso limitado y se lo está tratando de usar de la forma más eficiente posible. Desde el 2010 CAMMESA administra el despacho de gas a usinas, asignándolo, independientemente de a quien pertenezca el gas, se busca producir la mayor cantidad de energía eléctrica con el cupo de gas a usina asignado. Se importó gas en Escobar y ahora empezó Bahía Blanca para cubrir el aumento de demanda de gas así como la energía importada de Brasil y Uruguay para aumentar la confiabilidad.

Y, básicamente, se mantienen los embalses hidráulicos que son la reserva estratégica del sistema, lo más alto posible. Lo más alto posible que posibilitan las autoridades de cuenca.

Hay una diversificación con nuevas fuentes de generación nuclear, renovable, hidráulico, para tratar de cambiar la tendencia aumento de consumo de combustibles fósiles. El mecanismo base de recuperación de costos es a través de contratos entre CAMMESA y los Generadores. El vendedor es una nueva generación en la cual participa el Estado o ENARSA o algún privado y el comprador es el MEM representado por CAMMESA para abastecer la demanda a precio estacional. CAMMESA en todo esto es instruido, sigue las instrucciones de la Secretaría de Energía. El precio está relacionado con costos de potencia y energía. Algunos casos de energía sola, como la eólica y tiene una duración entre 10 y 15 años.

Contratos Abastecimiento en el MEM: Los contratos de abastecimiento MEM se pueden clasificar en:

Res. SE N°1193/05 “FONINVEMEM” → Fondo de Inversiones para incrementar la oferta, concretándose la instalación dos ciclos combinados de 800MW c/u

Res. SE N°1836/07 “ENARSA” → Generación Distribuida entre 500 y 800 MW

Res. SE N°220/07 → Incorporación oferta térmica entre 1.500 y 2.000MW

Res. SE N°200/09 “NASA” → Contrato para financiar Atucha II (700 MW)

Res. SE N°712/09 (MPFIPyS N° 794/09 – Lic. ENARSA EE 01/2009 “GENREN”) → Provisión Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (500/1000 MW)

Res. SE N°762/09 “Programa Nacional Grandes Obras Hidroeléctricas”.

Energías renovables

Tenemos los mapas de recurso eólico a nivel mundial con media anual a 50 m y el mapa del recurso eólico con una capacidad mayor a 35%.

La Secretaría de Energía pondera los posibles MW instalados.

Los recursos solares.

Leyes – Resoluciones – Contratos

Ley Nacional 26.190, decreto 562/2009: Declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad y establece una remuneración adicional de 15 \$/MW sobre el precio del mercado mayorista; mas ciertos incentivos fiscales tales como amortización acelerada o exención del pago del Impuesto al Valor Agregado.

Meta fijada por la Ley: Contribución de las fuentes renovables que alcance el 8% del consumo de energía eléctrica nacional en un plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen.

Resolución S.E. 220 / 2007

Fija las condiciones y metodología para asignación de contratos con las nuevas centrales de generación estableciendo una remuneración por un plazo determinado de años.

Licitación ENARSA (Programa GENREN) Res. SE N°712/09 (MPFIPyS N° 794/09 – Lic. ENARSA EE 01/2009):

Provisión Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (500/1000 MW):

Los adjudicatarios firman un contrato de abastecimiento percibiendo un valor fijo durante los próximos 15 años por su generación. Se establece una Potencia Contratada (máxima potencia puede tomar el comprador) y una Energía Contratada a adquirir por el comprador durante el plazo del contrato.

Establece 2 modelos de CONTRATO

- Energía
- Energía y Potencia

En el primer GENREN participaron 22 empresas, hubo 51 proyectos, una capacidad total ofertada de 1.436,5 MW y fueron asignados 895 de los cuales 754 fueron eólico.

En eólico estamos con todos los proyectos asignados. Los 754 MW con un costo promedio de 127 dólares el MW, biocombustibles con 110 MW. Este costo sí ya es potencia y energía y el costo es de 287 dólares el MW. El hidráulico pequeño, menor a 30 MW con un costo medio de 162 dólares por MW y la fotovoltaica 20 MW con un

costo de 570 dólares el MW. Es decir que hace un total de los 895 MW asignados en el GENREN I.

Costo variable máquinas representativas: básicamente hasta acá tenemos todas máquinas con gas. El costo variable y en este caso es el costo variable más el fijo esta es la capacidad de potencia que se le está pagando llevado a un monómico de 125 dólares. Después tenemos las TV con carbón, las TV con fuel oil en 134 dólares, las TV chicas que se van a 160, los ciclos combinados grandes que son de 210 dólares. Hoy por hoy la oferta que tenemos de Brasil está incluida la convertora estamos comprando a un precio equivalente al carbón, 174 dólares y la próxima oferta sería de 219 dólares el MW. Tenemos ubicado en 127 dólares la eólica y 287 el biocombustible.

Las provincias que tienen ubicados los proyectos eólicos son La Rioja (Arauco), Córdoba, Buenos Aires, Chubut, Santa Cruz y Neuquén.

En el sistema Patagonia Norte vemos los proyectos del GENREN I: Gastre 1.350 MW, El Angelito 200 MW, Diadema 6,3 MW, El Tordillo 3,2 MW, Koluel Kaike 75 MW, Vientos del Secano 50 MW, Loma Blanca 200 MW, Pto. Madryn 220 MW, Rawson 80 MW, Tres Gal 26 MW, Malaspina 80 MW, A. Morán 1,25 MW, P. Truncado (Guascor) 600 MW, P. Truncado (Greenwind) 104 MW más Puerto Deseado 50 MW.

Básicamente tenemos un futuro de 3.500 MW, año 2015, 2016. Si tenemos un pico de 27.800 MW, tenemos un índice de penetración, es decir, la relación entre los MW generados y el pico del 12,5%. Pero si lo medimos en el valle el índice de penetración es del 22%.

Los proyectos hidráulicos nacionales son a más largo plazo del período que estamos analizando y son: Punta Negra 60 MW, Los Blancos 2 150 MW, Los Blancos 1 320 MW, Chihuido I 640 MW, Cóndor Cliff 1.140 MW, La Barrancosa 600 MW.

Los Blancos I y II – Río Tunuyán – Mendoza, aporte medio 29m³/s, capacidad instalada LB I 2x160MW/LB II 3x54 ME y un turbinado máximo de 100 m³/s.

Chihuidos I – Río Neuquén – Neuquén: Aporte Medio: 300 m³/s, capacidad instalada CH I 4 x 160 MW y turbinado máximo = 780 m³/s.

Cóndor Cliff – La Barrancosa – Río Santa Cruz – Santa Cruz: Aporte medio 700 m³/s, capacidad instalada CC 6x190 MW – LB 5x120 MW y turbinado máximo de 2.100 m³/s.

El GENREN II que suma 1.200 MW más en eólico y básicamente la disyuntiva de la generación eólica y la generación hidráulica, el transporte en el medio y la demanda. Sabemos que tiene un tratamiento como central de pasada del eólico. Necesitamos en muchos casos la ampliación de los límites de transporte y el hidráulico con sus posibilidades de acumular energía como reserva estratégica para evitar vertido.

Parques eólicos 2012/13: El sistema de transporte del corredor de Patagonia que está en construcción, que tiene en red de 500 alrededor de 400 MW de eólico, en redes de distribución 232, 235 con los cuales están sumando más de 600 MW y con un actual límite de 650 MW, el sistema soporta o toma sin mayor vertido eólico, 250 MW. Si uno pone 600 MW el factor de carga o el factor de generación por el vertido eólico se reduce a la mitad. En definitiva tenemos un riesgo de vertido eólico impuesto por un límite de transporte. Para esto básicamente se van a instalar capacitores para aumentar a 1.000 MW la capacidad de Puerto Madryn y Choel Choel con lo cual los 600 MW eólico van a tener valores muy aceptables en esa zona.

Conclusiones:

- El crecimiento económico condujo al incremento constante de la demanda la cual requiere de nueva generación.
- Diversificación => nuclear, renovables de mediano y corto plazo (fundamentalmente eólico y biodiesel) e hidráulicos (mediano y largo plazo)
- Mientras tanto, durante la transición y a mediano plazo las decisiones fueron tomadas para garantizar el suministro (las importaciones procedentes de Brasil, el buque de GNL para aumentar la disponibilidad de combustible, etc.).
- De todas formas será requerida nueva generación térmica en desarrollo.
- Se requerirán ampliaciones en la red de transporte eléctrica para permitir el acceso de los proyectos de tipo eólicos e hidráulicos fundamentalmente todo lo del sur.