



VII/CE-C2-02

“EXPERIENCIA OPERATIVA DE LA C. H. YACYRETA EN CONDICIONES DE MAXIMA DISPONIBILIDAD DE POTENCIA”

ING. CARLOS NORBERTO YORG MONGELÓS
Entidad Binacional Yacyretá

TEL/FAX: (595 72)222250 - PY o (54 3786) 490065 - ARG

RESUMEN

En los últimos años se ha constatado un sostenido e importante aumento de la demanda energética tanto del Paraguay como de la Argentina. Esta situación, ha motivado que los sistemas eléctricos de ambos países hayan implementado diferentes estrategias y acciones, cada uno de acuerdo a sus necesidades, para ayudar en el corto y mediano plazo al abastecimiento de sus demandas, y en el largo plazo tender a la búsqueda de respuestas efectivas en marco regional.

Cada sistema, en función a su problemática particular, ha requerido de la C. H. Yacyretá diferentes modalidades de operación o servicios, como ser; energía de base o de punta, control de tensión, servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia, reservas de potencia, etc.

Para cumplir con estos múltiples requerimientos, y considerando la situación y demandas de ambos sistemas (Paraguay y Argentino), la central adoptó modalidades de operación que, por incluir una maximización de la potencia rotante designamos con el nombre de “máxima disponibilidad de potencia”, con lo cual se han podido atender las solicitudes de los despachos.

El objetivo del trabajo es compartir la experiencia desarrollada en la C. H. Yacyretá con esta modalidad de operación, aspectos positivos y los problemas operativos que se han presentado durante el periodo 2005-2006.

PALABRAS CLAVES

MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima); ANDE (Administración Nacional de Electricidad); SADI (Sistema Argentino de Interconexión); SINP (Sistema Interconectado Nacional Paraguayo).

INTRODUCCION

La C. H. Yacyretá está equipada con un total de 20 unidades generadoras. Las turbinas son del tipo Kaplan de 160 MW de potencia para el salto de 21.4 metros (cota definitiva). Los Generadores son síncronos de 172.5 MVA de potencia nominal.

La potencia total instalada a cota definitiva será de 3.200 MW. En las condiciones actuales de salto (cota reducida) la potencia máxima por unidad es aproximadamente 100 MW, con lo cual la potencia máxima total de la Central es de 2.000 MW. Cabe mencionar que se encuentra en etapa de estudio un proyecto para ampliar la capacidad de generación de Yacyretá, instalando 3 nuevos turbogeneradores de 100 MW c/u en el brazo Aña Cua, con lo cual la potencia total de Yacyretá alcanzaría los 3.500 MW.

La Central Yacyretá se interconecta al Sistema Argentino a través de 3 Líneas de 500 KV denominadas LA1, LA2 y LA3 que unen la Central a la E.T. Rincón Santa María, con una capacidad total de evacuación de 3.000 MW.

Al Sistema Paraguayo se interconecta a la E.T. Ayolas, a través de dos líneas en 220 kV denominadas LP1 y LP2. La línea LP1, que entró en servicio el día 18/03/04, ya está preparada para 500 kV. En estas condiciones, la capacidad de evacuación por ambas líneas de transmisión es de 400 MW (a confirmar por ANDE).

Hoy en día la Entidad Binacional Yacyretá está encarando decisivamente las obras enmarcadas en el Plan de Terminación de Yacyretá, previéndose completarlas en el año 2008.

LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS A TRAVÉS DE LA C. H. YACYRETÁ.

Sistema Interconectado Nacional Paraguayo - SINP

Está administrado íntegramente por la ANDE. En el año 2005 la demanda total del sistema eléctrico paraguayo fue de **7.073.612 MWh**. Un equivalente al **2,7 %** de la demanda total fue cubierto con **Yacyretá**, y el **97,3 %** por **Itaipu y Acaray**. El pico máximo del 2005 fue de **1.354 MW** (22/12/05).

En el gráfico N°: 1 se observa la evolución del suministro de Yacyretá al SINP, desde el año 1994 (inicio de la operación) hasta agosto del 2006:

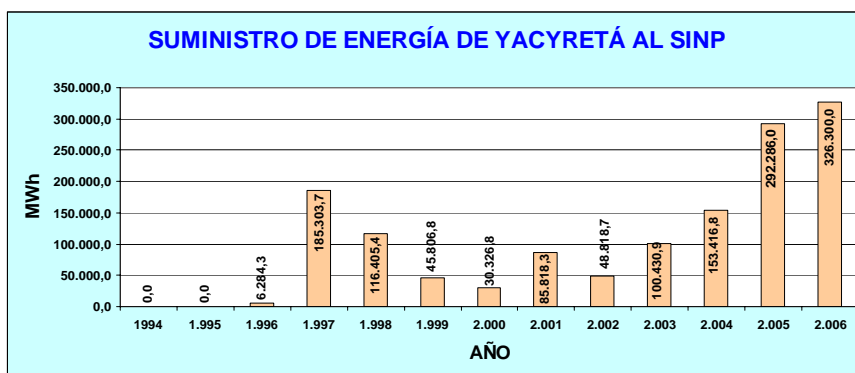


Gráfico N°: 1

El pico de demanda del SINP llegó en abril de 2006 a valores cercanos a los **1.400 MW**, lo que equivale a una tasa de crecimiento levemente superior al 9% con relación a la demanda máxima registrada en el período anterior, estimándose una tasa del 10% para el período 2006-2007, lo que significa que el pico de demanda para el 2007 estará por los **1.550 MW**. Para hacer frente a este crecimiento a corto y mediano plazo, la ANDE dispone de las siguientes alternativas:

- C.H. Itaipu: la capacidad máxima operativa de transformación es de unos 1.350 MW (4 autotransformadores 500/220 kV de 375 MVA c/u).
- C.H. Acaray: Tiene una disponibilidad actual de 200 MW.
- C.H. Yacyretá: La capacidad máxima operativa de transformación, es de 450 MW (2 autotransformadores de 525/231kV y 250 MVA c/u). Desde el 27/07/05, esta capacidad está limitada en 225 MW, debido a la indisponibilidad de uno de los autotransformadores, el ATP N° 1 vinculado a la LP1. Este autotransformador está en proceso de reparación, previéndose su vuelta al servicio para el mes de diciembre 2006.

Resumiendo, la capacidad de alimentación de la demanda de potencia y energía del Sistema Eléctrico Paraguayo, es de aprox. **1.775 MW**, pudiendo subir a **1.950 MW** cuando entre en servicio el ATP N°:1 de Yacyretá, lo cual permitiría a la ANDE satisfacer el crecimiento proyectado de la demanda hasta el 2008, en condiciones normales.

Con respecto al sistema de transmisión, sabemos que las líneas de transmisión que vinculan Itaipu y Acaray a los centros de carga operan al límite de su capacidad (capacidad aproximada de 1.100 MW). Para evitar sobrecargas y contingencias indeseadas, fueron implantados Esquemas de Corte de Emergencia (ECE). Mientras que el Sistema Sur cuenta con un esquema de alivio de carga accionado por relés de sub frecuencia.

En esta coyuntura, y ante situaciones excepcionales, la ANDE ha adoptado determinadas configuraciones en su sistema, que permiten alimentar parte del Sistema Metropolitano desde Yacyretá, aliviando de esta forma el tronco de transmisión que vincula Itaipu y Acaray con el resto del Sistema Metropolitano, pero

asumiendo los riesgos inherentes a la separación de cargas en su sistema, ante la imposibilidad de poner en paralelo Itaipu con Yacyretá.

En el corto plazo (período 2007-2008), creemos que la participación de Yacyretá seguirá aumentando en función al crecimiento propio de la demanda del SINP, y en mayor magnitud ante situaciones imprevistas y/o emergenciales. Paralelamente, la ANDE dentro su planificación estratégica está encarando la ejecución de proyectos alternativos para atender el crecimiento de su demanda en el mediano y largo plazo; algunos de esos proyectos son:

- Adquisición de un quinto autotransformador para C.H. Itaipu. Para mediados del 2008.
- Repotenciación de la Central Acaray. Inicio tercer trimestre del 2007.
- Construcción de dos líneas de transmisión de 220 kV entre Acaray y Cnel. Oviedo, con capacidad de 250 MW c/u. Entre el 2007 y 2008.
- Repotenciación de dos líneas de 220 kV de transmisión que van de Cnel. Oviedo a Asunción, a 240 MW c/u. Entre el 2008 y 2009.
- Construcción de una línea de transmisión de 500 kV Itaipú-Limpio. Año 2011.
- Maquinización de la Presa Iguazú. El préstamo está sujeto a aprobación del Parlamento Nacional.

Evidentemente, el adelantamiento de cualquiera de estos proyectos contribuirá a dar mayor seguridad y confiabilidad para el cubrimiento de las necesidades proyectadas por la ANDE.

Sistema Argentino de Interconexión – SADI

El SADI es administrado técnica y económicamente por CAMMESA. En el año 2005 la energía generada total fue de **93.912,5 GWh**. La participación de **Yacyretá** fue del orden del **13,2 %**.

En el gráfico N°: 2 se observa la evolución del suministro de Yacyretá al SADI, desde el año 1994 (inicio de la operación) hasta agosto del 2006:

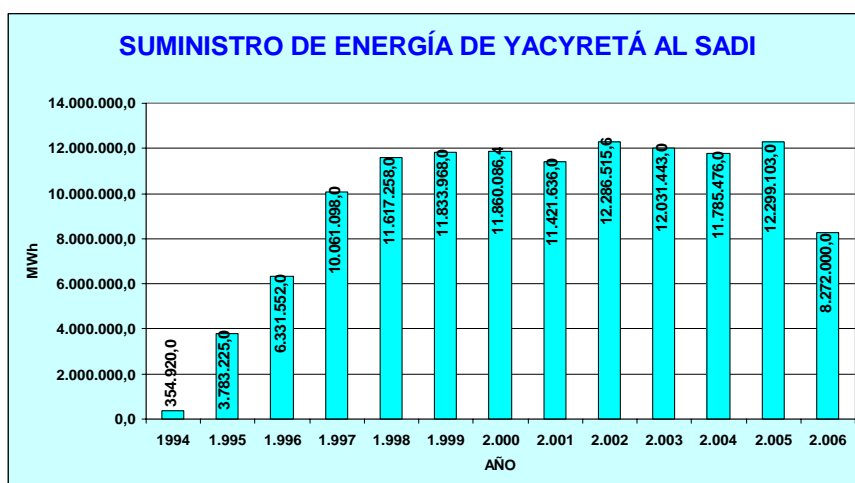


Gráfico N°: 2

El sector eléctrico argentino enfrenta un contexto caracterizado por un fuerte crecimiento de la demanda (con tasas de alrededor de 5% a 6% anual) principalmente como consecuencia de la elevada tasa de crecimiento de la actividad económica. El día 31/07/06, se ha superado el máximo histórico de potencia, registrándose una demanda de **17.395 MW** y una energía de **330,1 GWh**.

La combinación de una demanda creciente, principalmente a partir de 2003, y de la falta de inversiones desde fines de la década del '90, ha resultado en una fuerte disminución de las reservas de capacidad del sector. En este contexto, se torna cada vez más fuerte la necesidad de nuevas inversiones en generación, transporte y distribución, para poder asegurar un abastecimiento sustentable de la demanda. Esta necesidad de nuevas inversiones se da en un contexto de elevada incertidumbre política y regulatoria, bajos precios y tarifas que resultan en bajos niveles de rentabilidad, falta de financiamiento e incertidumbres en cuanto al abastecimiento de gas natural, tan importante dentro de la matriz energética.

En efecto, el gas (producto + transporte) es la variable crítica para el funcionamiento del sistema eléctrico (técnico – costos), y al ser el mercado del gas, menos regulado y menos transparente, resulta más difícil

predecir comportamientos. El resultado es claro: niveles de inversión bajos e insuficientes por parte del sector privado.

A inicios del enero/05, la disponibilidad gas fue insuficiente, se comenzó a utilizar las reservas hidráulicas, y ante la disminución de las mismas se procedió a la sustitución del gas por combustibles alternativos como fuel oil, gasoil y en menor medida carbón. Durante el invierno del 2005, se registraron fuertes restricciones de gas, lo cual llevó el volumen de gas prácticamente a cero en centrales Térmicas. Hubo importantes consumos de fuel oil (FO) en TV's (turbo vapores) y gasoil (GO) en CC's (ciclos combinados). Esto representa altos costos operativos.

En el primer semestre del 2006, se incrementó el uso de los combustibles alternativos, sobre todo fuel oil y gasoil, ante restricciones de gas para generación eléctrica, para ello la normativa de la Secretaría de Energía implementó recursos para asegurar la provisión de última instancia a Centrales. Se firmaron contratos de provisión con YPF, Glencore y con PDVSA (Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima). Además se prevé Importaciones de energía eléctrica desde el Brasil, como reserva eventual ante situaciones de emergencia.

En el año 2006, no se prevé la incorporación de nuevas ofertas con impacto energético relevante, el cubrimiento de la demanda se obtiene con mayor despacho térmico y menor disponibilidad de reservas.

Es en este contexto que vuelve a aparecer el Estado como inversor (ya sea en forma directa o administrando fondos públicos, o a través de fideicomisos). Existen obras muy importantes ya anunciadas como el Plan Federal de Transporte de 500 kV, la construcción de dos plantas de ciclo combinado mediante el FONINVEMEM (Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el MEM creado por Res. 712/04 de la Secretaría de Energía), y el aumento de capacidad de generación en Yacyretá, entre otras que representarían un alivio para el sector.

Sin embargo, en la medida que dichas obras no estén disponibles en el tiempo esperado, el sector se encontrará cada vez más expuesto a imprevistos o condiciones climáticas desfavorables.

EFECTOS SOBRE YACYRETÁ

Siendo el SADI el mayor receptor de la energía suministrada por Yacyretá, los mayores ingresos provienen justamente de las liquidaciones por ventas en el MEM.

Por ende, la situación coyuntural política y regulatoria de la Argentina afectan de manera directa a Yacyretá, y viceversa, al ser Yacyretá la Central más grande del SADI, todo el aporte que pueda brindar es muy importante para ayudar al sistema. Para el SADI es fundamental contar en todo momento con la potencia y la generación comprometida por Yacyretá.

Cualquier modificación imprevista o no programada tiene un efecto económico dado que, para reemplazar lo que Yacyretá no aportó, se deben despachar otras máquinas (usualmente térmicas) que tienen mayor costo de producción según el tipo de combustible que utilizan (Costo Variable de Producción – CVP), lo cual representa un aumento de los costos de generación.

Por otra parte tenemos al SINP, que en los últimos años ha incrementado sustancialmente el consumo de energía y de reserva de potencia, en varias oportunidades estos requerimientos se dieron en condiciones excepcionales, urgentes y/o emergenciales, por problemas registrados en el sistema de transporte o por indisponibilidades en Itaipu o Acaray. Ante estas circunstancias excepcionales, el SINP a diferencia del SADI, no dispone de otra alternativa para atender estas contingencias.

MODALIDADES OPERATIVAS DE LA C.H. YACYRETÁ

Recordemos que la Central Yacyretá inicio su fase de producción en setiembre/94, con la entrada en operación comercial de la unidad 1, completándose el parque de generación en el mes de abril/98, según se aprecia en la tabla siguiente:

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1994									U01		U02	
1995	U03			U04	U05		U06			U07		U08
1996				U09	U10			U11		U12		U13
1997		U14			U15			U16		U17		U18
1998		U19		U20								

Tabla N°: 1

La C. H. Yacyretá es una Central de Pasada, o sea con poca o sin capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho del MEM a realizar por CMMESA, se considerará generando el caudal entrante medio, diario o semanal según corresponda a su capacidad de embalse.

De setiembre/94 a junio/98, periodo en que el caudal afluente era mayor que el posible turbinar (debido a la entrada en servicio de las unidades generadoras), se opera con la modalidad operatoria de “Base”, o sea con el número de unidades disponibles “a potencia constante” durante todo el día.

El día 16/06/98, se cerró técnicamente el vertedero, y se realizan diferentes estudios con el objetivo de adaptar y optimizar la modalidad de operación de la central, en función al marco regulatorio del MEM y a los requerimientos de los sistemas eléctricos paraguayo y argentino.

Los estudios revelaron que, en determinadas condiciones hidrológicas en que el caudal del río es menor que el posible a turbinar, se puede realizar diariamente un *empuntamiento* en la generación, consistente en acumular parte del agua en los horarios de menor costo de energía en el MEM y turbinarlo en los horarios de mayor costo, pero manteniendo el balance hídrico dentro de los parámetros fijados en el Manual de Operación del Embalse de Yacyretá.

La modalidad operatoria de “Empuntamiento”, fue autorizado por CMMESA el día 18/07/98, y se comenzó a utilizar efectivamente a partir de noviembre/98, la cual incluía además variaciones de potencia horaria durante el día para colaborar con la Regulación de Frecuencia del SADI. Con esta modalidad, se obtuvieron mayores ingresos económicos por venta de energía y potencia, así como también mejoró la oferta de reserva regulante de potencia, en beneficio de los sistemas.

En marzo/99, ante la aparición de problemas en los mecanismos internos de los rodets de las turbinas, Yacyretá deja de participar en regulación de frecuencia y se minimizan las variaciones de potencia de las unidades. Se inicia un programa de revisión y reparación de unidades, y para cumplir con el programa de generación (modalidad Empuntamiento), se sacan unidades fuera de servicio durante el Valle y Resto, y se ponen en servicio para la hora de Pico.

A partir de marzo/00, se reinicia el servicio de la regulación de frecuencia con las unidades reparadas, pero se mantiene el esquema de sacar unidades fuera de servicio para cumplir con los programas de generación. En el gráfico de abajo se observa una programación diaria de las centrales hidráulicas del SADI, con el empuntamiento de Yacyretá (factor reconocido por CMMESA de 1,07):

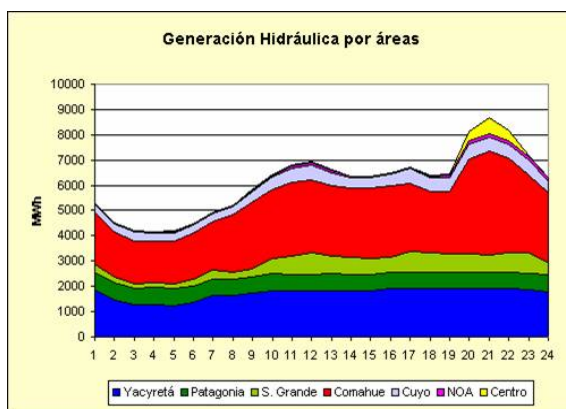


Gráfico N°: 3

Desde mediados del año 2003, la República Argentina viene soportando una crisis en el campo energético, situación que se torno crítica a partir del año 2004.

Para hacer frente a esta situación, el Gobierno de la Argentina, a través de la Secretaria de Energía y CMMESA, han establecido una correctiva estrategia, que incluye diferentes acciones, y entre tanto se concreten algunos proyectos encarados, se reforzó dicha estrategia con acciones complementarias, algunas de ellas con efecto directo sobre Yacyretá, como ser:

- Solicitud de evitar realizar mantenimientos estacionales programados previstos entre junio, julio y Agosto de 2005 y 2006.

- Modificación del ajuste de selección de generadores de Yacyretá asignados para la DAG (Desconexión Automática de Generación), en función de la necesidad de mejorar las condiciones de estabilidad angular ante fallas en líneas del corredor de 500 kV NEA - LITORAL.
- Aumento del límite de transmisión del corredor de 500 kV NEA-LITORAL (2.050 a 2.200 MW).
- El crecimiento de la demanda se cubre con mayor requerimiento térmico y con mínima disponibilidad de reservas de potencia. Mayor requerimiento de reserva de potencia desde Yacyretá.
- Mayor empuntamiento de la central Yacyretá (factor de 1,11). En el gráfico de abajo se puede observar una programación diaria de las centrales hidráulicas del SADI:

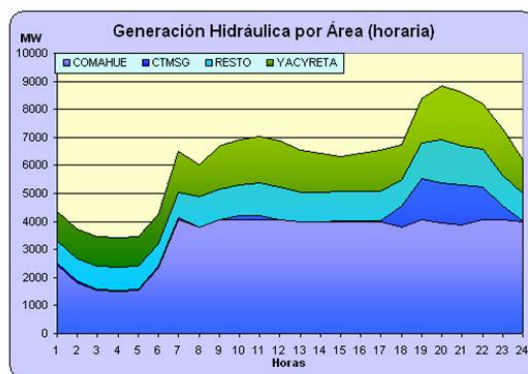


Gráfico N°: 4

Por otra parte, coincidentemente con la crisis argentina, a partir del año 2004, la ANDE incrementó sus requerimientos de energía y reserva de potencia (para evitar cortes) desde Yacyretá.

Ante esta coyuntura y para cumplir con ambos sistemas, en el primer trimestre del año 2005, se evalúa la posibilidad de adaptar la modalidad de operación de Yacyretá a esos requerimientos, cuidando fundamentalmente la gestión del mantenimiento de las unidades generadoras, las restricciones de navegabilidad aguas abajo, y el balance hídrico conforme al Manual de Operación del Embalse de Yacyretá. A mediados de 2005, se autoriza la implementación de modalidades de operación que, por incluir una maximización de la potencia rotante designamos con el nombre de operatoria a **“máxima disponibilidad de potencia”**.

Sin embargo, en setiembre/05, aparecen nuevos problemas en los mecanismos internos de los rodetes, lo cual obligó a postergar su implementación, y se tuvo que efectuar una coordinación compleja entre el programa de revisión y reparación de los rodetes (a cargo del fabricante), con los programas de mantenimientos anuales y preventivos semanales de unidades generadoras.

A mediados de octubre/05, se implementa efectivamente esa modalidad operativa, con lo cual se han podido atender las diversas solicitudes de los despachos de los sistemas eléctricos paraguayo y argentino. En este caso, el programa diario se cubre con todas las unidades disponibles en servicio, y las unidades paran solamente para mantenimientos preventivos programados y/o forzados.

A modo de ilustrar mejor las distintas modalidades utilizadas en Yacyretá, en el gráfico N°: 5, se puede observar una comparación entre los promedios mensuales de unidades en servicio con las modalidades operatorias de: **“máxima disponibilidad de potencia”** (efectivamente realizada, curva de color rojo), de **“Base”** (curva celeste), y **“Empuntamiento”** (curva verde). Las modalidades de “empuntamiento” y de “base” han sido simuladas en función a los caudales registrados en el periodo octubre/05 a agosto/06:

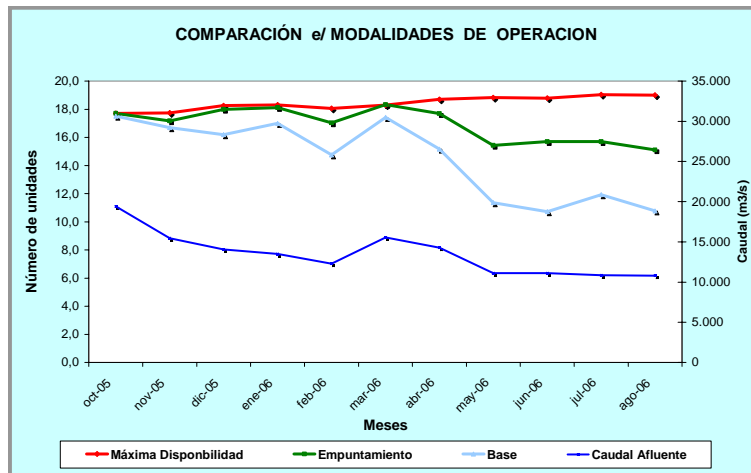


Gráfico N°: 5

Algunos Inconvenientes:

- Solamente se permite la indisponibilidad de una unidad fuera de servicio para mantenimientos estacionales. Se admiten los mantenimientos preventivos semanales que originan indisponibilidades simultáneas de dos unidades en caso de que los mismos se ejecuten entre las 08:00 y las 15:00 h.
- El aumento del factor de *empuntamiento* de la central requiere que las unidades operen con valores muy próximos al mínimo técnico de las turbinas durante los periodos de Valle, y en algunos días de semana, fines de semana y feriados, también en periodo de Resto.
- Para mantener las condiciones de navegación aguas debajo de la central, se debe mantener una generación bruta mínima de 1.100 MWh. Usualmente, en horarios de Valle y Resto, por las condiciones de frecuencia alta del sistema (por exceso de generación térmica), CAMMESA siempre solicita aportes extraordinarios que pueden afectar esta restricción.
- Desviaciones de programa de generación por variaciones de demanda y/o por situaciones de déficit de gas o reservas. En determinadas circunstancias, CAMMESA no ha permitido incluso la salida de servicio de unidades para mantenimiento programados en forma preventiva.

El gráfico N°: 6, representa la generación diaria de un día de semana a “máxima disponibilidad de potencia”, mientras que el gráfico N°: 7 representa la generación diaria de un fin de semana, en este caso incluye regulación secundaria de frecuencia durante todo el fin de semana:

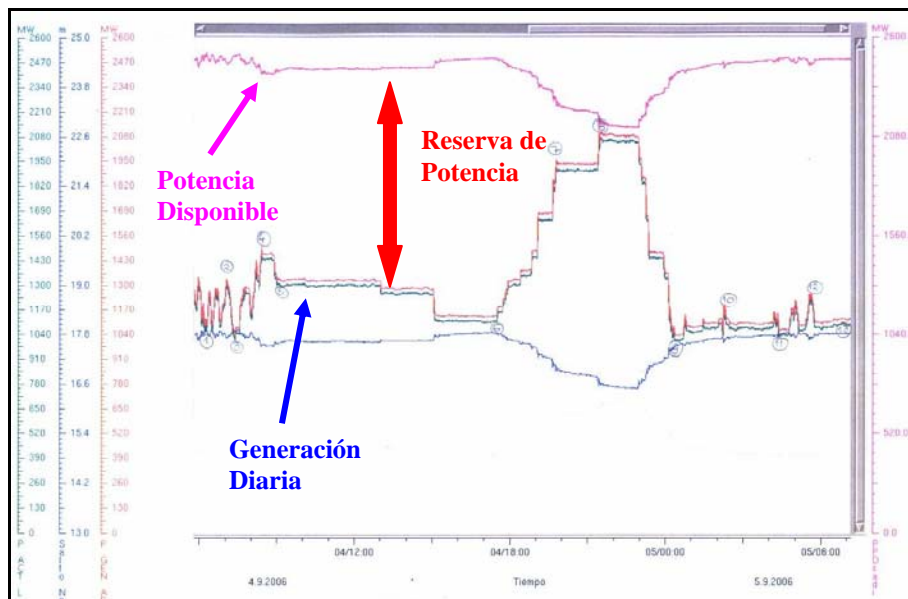


Gráfico N°: 6

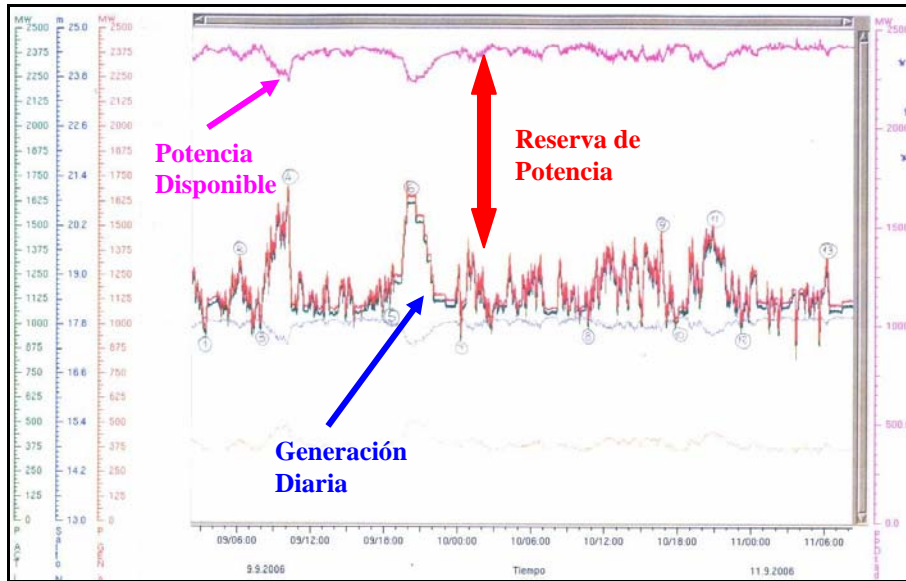


Gráfico N°: 7

PRINCIPALES VENTAJAS Y RESULTADOS

- Mejor control de tensión e importante contribución a la estabilidad angular de los sistemas interconectados (mayor cantidad de rotores girando), y mejor respuesta ante perturbaciones en los sistemas interconectados (mucha reserva regulante para regulación primaria de frecuencia).
- Mejora sustancial de la oferta de reserva rotante de potencia (potencia para evitar cortes), lo cual permite una respuesta más rápida a requerimientos extraordinarios de potencia efectuados en tiempo real.
- Mayor oferta de reserva regulante para Regulación Secundaria de Frecuencia. En el gráfico N°: 8, se observa la participación de Yacretá en este servicio en el periodo 2005-2006, notándose el incremento de participación en el último semestre:



Gráfico N°: 8

- Mayor oferta de reserva de potencia para el Servicio de Reserva Operativa del SADI. En el gráfico N°: 9, se aprecia la participación de Yacretá en este servicio en el periodo 2005-2006, notándose un incremento de participación en el último semestre, comparativamente con meses similares del 2005:

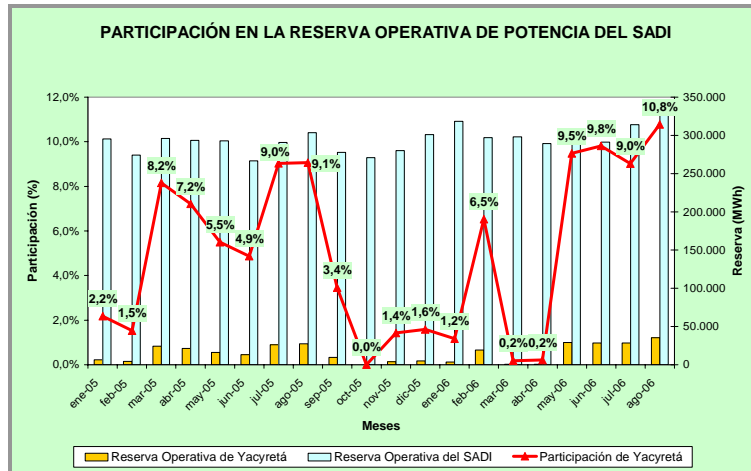


Gráfico N°: 9

- Se eliminan los procesos de arranque y parada de unidades, y se disminuyen los casos de arranque fallido.
- Debido al mayor empuntamiento ejecutado por Yacyretá, CAMMESA nos ha reconocido un mejor factor de empuntamiento a partir del mes de noviembre/06 (de 1,07 a 1,11), lo cual implicará un aumento de ingresos por pago de potencia reconocida en alrededor del 1,1 % sobre el total de los ingresos actuales de Yacyretá por liquidación de ventas en el MEM.
- Han mejorado los ingresos provenientes por la venta de energía, y por la mayor participación en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia y en el Servicio de Reservas Operativas del SADI. En el gráfico N°: 10, se puede observar la incidencia global de esta operatoria sobre los ingresos totales de Yacyretá en el MEM:

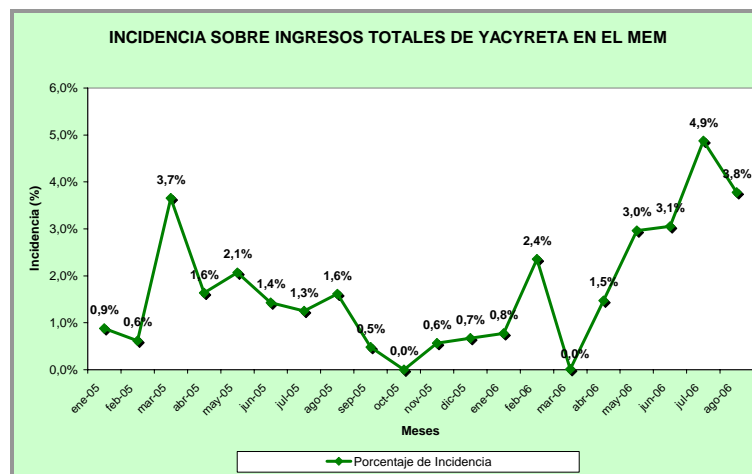


Gráfico N°: 10

CONCLUSION

Atendiendo a la evolución de la situación energética de los sistemas eléctricos de Paraguay y Argentina, y en función a las condiciones hidrológicas, la Central Yacyretá ha ido modificando su modalidad de operación, adaptando los diferentes requerimientos de los sistemas, con las necesidades de operación y mantenimiento de unidades, y de forma tal que se produzcan operaciones factibles y ambientalmente sustentables.

La implementación de la modalidad operativa “a máxima disponibilidad de potencia”, a partir del mes de octubre/05, coincidentemente con la baja afluencia del Paraná, ha sido una experiencia interesante y a la vez provechosa, ya que ha permitido a Yacyretá, poner a disposición de los sistemas una Reserva de Potencia Rotante que ha sido utilizada tanto por el SINP como por el SADI, cada uno en función a sus necesidades y conveniencias particulares.

Esta modalidad, permitió que CAMMESA nos asigne el cubrimiento de las Reservas (para la regulación de frecuencia y para la reserva operativa), despachando la generación térmica (fundamentalmente con gas como combustible), la nuclear, y toda la generación hidráulica disponible de la región sur del Comahue como generación de base. De esta manera se reducen los costos operativos por asignación de reservas a generación térmica con combustibles alternativos, usualmente más caros.

Las tareas de coordinación y la buena gestión de la operación y mantenimiento, permitieron a Yacyretá mantener la máxima disponibilidad en los periodos más críticos, y se pudo atender los diversos requerimientos de los sistemas dentro los márgenes de calidad internacionalmente reconocidos.

Por último, no podemos olvidar la componente económica, ya que según hemos visto, los ingresos como consecuencia de esta operatoria han dado como resultado una incidencia positiva con respecto al total de ingresos recibidos por Yacyretá por las ventas en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Argentina.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Procedimientos Técnicos de CAMMESA.
- [2] Informe de Operación de la C.H. Yacyretá, años 1994 a 2006.
- [3] Informe de Explotación de la C.H. Yacyretá, años 1994 a 2006.
- [4] Informe de Riesgo Año 2005- 2007 de CAMMESA.
- [5] Abastecimiento energético del MEM, elaborado por CAMMESA. Año 2005.