



VI ENCONTRO REGIONAL LATINO-AMERICANO DA CIGRÉ

28 de Maio a 1º de Junho de 1995
Foz do Iguaçu - Paraná - Brasil



DETERMINACION DE LA RESERVA FRIA ESTIPULADA EN LA RESOLUCION 137/93 DE LA SECRETARIA DE ENERGIA DE LA REPUBLICA ARGENTINA

Mario BEROQUI. Prof Ap CIC

Beatriz BARBIERI

Jean RIUBRUGENT

Roberto MOLINA

IITREE-UNLP(*)

IITREE-UNLP(*)

IITREE-UNLP(*)

CAMMESA(**)

Argentina

Argentina

Argentina

Argentina

Resumen

Se describe un método probabilístico para la obtención de la reserva de potencia fría de máquinas térmicas de rápido tiempo de acceso (TG).

El monto de reserva obtenido resulta de minimizar el costo operativo total, considerando el costo de la energía no suministrada y el costo de la potencia de reserva fría en máquinas turbogas remunerado en horas fuera de valle.

Se desarrolla un programa de cálculo para la implementación del método. Se realiza un análisis de sensibilidad de resultados.

Palabras Claves

Reserva fría. Optimización económica.

0.- Introducción.

Las transacciones de grandes volúmenes de energía eléctrica, en la República Argentina, están regidas por un modelo de "Mercado", basado en criterios económicos marginalistas Ref[1]. El principio básico a respetar en este modelo es la optimización del costo operativo global del sistema.

Existen "procedimientos" establecidos mediante la legislación vigente, Ref[2], que ordenan las distintas actividades del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

El parque de generación de la Argentina cuenta con un porcentaje muy alto de energía proveniente de fuentes hidráulicas. El despacho económico de generación implica por lo tanto la optimización de los embalses para lograr el mínimo costo operativo (combustible) en el largo, mediano y corto plazo, Ref[3].

Es importante mantener reglas claras en la operación del sistema eléctrico y por lo tanto ante la pérdida no programada de una unidad generadora no se debe recurrir automáticamente al parque generador hidráulico por tiempo indefinido. Es necesario establecer criterios que sean técnicamente y económicamente correctos procurando mantener el principio básico del modelo (mínimo costo operativo) a lo largo del tiempo.

En este trabajo se establecen algunas consideraciones o pautas a tener en cuenta ante la falla instantánea de unidades de generación, y se desarrolla un método para cuantificar la reserva fría necesaria en máquinas TG, establecida en la RES 137, Ref [2], manteniendo el principio de optimizar el costo operativo global.

1.- Consideraciones generales.

La cantidad óptima de potencia en Reserva Fría (máquinas TG de rápido acceso) necesaria en el MEM, se determina minimizando el costo operativo total constituido por el costo de mantener la potencia en Reserva Fría, remunerada en horas fuera de valle, más el valor esperado (en sentido probabilístico) del costo de la energía no suministrada.

Esa potencia óptima en Reserva Fría se calcula utilizando un modelo matemático analítico estocástico Ref[4] y Ref [5], que tiene en cuenta el despacho económico óptimo diario calculado, los valores estadísticos típicos de errores de pronóstico de la demanda del MEM y las tasas de fallas de los distintos grupos de generación térmica en operación.

En el modelo estocástico de optimización se consideran los siguientes criterios generales de utilización de la Reserva Fría térmica:

i) Producida una falla de un grupo de generación térmico, previsto en el despacho diario, se dispondrá en lo inmediato cubrir el déficit de potencia con generación hidráulica en reserva rotante y parada de muy rápido acceso (10 minutos aproximadamente).

ii) Al cabo de aproximadamente 30 minutos, se dispondrá la puesta en marcha de generación térmica adicional según las necesidades evaluadas por el operador del Centro de Despacho y recurriendo prioritariamente a los grupos de arranque rápido (TG) que están en la lista del despacho diario, pero que en ese momento no se encontrasen en operación.

iii) Una vez agotada la disponibilidad de grupos TG de la lista del despacho diario, se convocarán los que se encuentran en la lista de reserva fría térmica, respetando las prioridades de dicha lista, hasta cubrir el déficit de potencia producido.

iv) En la medida en que el déficit de potencia se va cubriendo con el arranque de grupos TG, se restablecerá la generación hidráulica en los niveles previstos en el despacho diario.

En principio, la generación hidráulica utilizada como reserva no deberá exceder la cantidad a que autoriza la aplicación de los márgenes de flexibilidad permitidos en el despacho económico hidrotérmico diario.

v) Agotada la lista de reserva térmica fría, si todavía persiste un déficit de potencia, se deberá recurrir a restricciones operativas, tales como reducción generalizada de la tensión de la red de

(*) Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos - Universidad Nacional de La Plata. Calle 48 y 116. (1900) La Plata Argentina. T.E: (54) (21) 3-6640 / 3-7017 / 25-0804 FAX: (54) (21) 25-0804.

(**) Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Eléctrico S.A. Madero 942 1er. piso Capital Federal, República Argentina. Tel (54) (1) 313-0206 FAX: (54) (1) 312-2780

transporte. En casos extremos puede ser necesario proceder a cortes de carga parciales para restablecer el equilibrio oferta-demanda.

vi) La generación térmica suplementaria puesta en marcha según estas pautas de operación se mantendrá para cubrir el déficit de potencia, mientras éste exista, por un período estimado en 3 h.

vii) Finalmente, durante este tiempo (3 h) se procederá, en caso necesario, a recalcular el despacho hidrotérmico económico óptimo teniendo en cuenta las nuevas condiciones impuestas por el grupo generador en falla y se ejecutará el correspondiente redespacho hasta completar el día, o hasta que las condiciones operativas del parque generador se modifiquen nuevamente.

viii) En la medida en que se vaya ejecutando el redespacho, los grupos TG adicionales que habían sido convocados inicialmente para cubrir el déficit de potencia, volverán a detenerse si el nuevo cálculo de despacho económico así lo indica.

2.- Método de optimización de la reserva fría TG

Se considera que el monto óptimo de la reserva fría es aquél que permita minimizar los costos operativos esperados del mercado (MEM) asociados a las 3 horas de duración de la posible contingencia. Se considera que estos son: el costo esperado de la energía no suministrada (ENS) y el costo de la potencia disponible en reserva fría.

El valor esperado de la ENS depende de la reserva disponible, y por lo tanto su costo CENS será una función de la reserva de potencia CENS(RP). El costo de la potencia puesta a disposición por reserva CPRAD(RP) también es una función de la potencia de reserva.

El costo total a minimizar C_T será la suma de ambos

$$C_T(RP) = C_{ENS}(RP) + C_{PRAD}(RP)$$

Para obtener el valor esperado de la ENS se utilizan métodos de cálculo estocástico que evalúan el valor medio de la ENS en un período determinado, dependiendo del parque considerado y de sus características estadísticas (indisponibilidades). Para tener en cuenta el error de estimación de la demanda (pronóstico), en el cálculo de la reserva fría, se considera la demanda pronosticada afectada por la distribución estadística del error de estimación.

2.1.- Consideraciones para la obtención de ENS en función de la reserva de potencia RP

Se considera que las fallas de generadores de las centrales hidráulicas, dada su baja tasa de falla y el margen usualmente elevado de potencia instalada, son subsanables sin alterar apreciablemente el despacho hidráulico.

De acuerdo a este aspecto, para la evaluación de la ENS en función de la reserva fría (TG), se considera una demanda efectiva descontando la generación hidráulica programada a la demanda total pronosticada.

Por otra parte, para la evaluación diaria de la potencia en reserva de TG se considera la demanda compuesta (pronosticada más error) de los períodos de pico y resto (18 horas), en los cuales se remunerará la potencia de reserva fría puesta a disposición.

Para obtener la curva acumulada afectada por el error de pronóstico, se consideró una distribución normal de media nula y una desviación estándar determinada que representa el error de estimación. Esta se compone con los distintos escalones que representan la curva de carga pronosticada, haciendo la composición estocástica de ambas curvas. Como resultado se obtiene una curva de carga acumulada compuesta.

Como ejemplo, en las Figuras 1 y 2 se muestran las curvas de carga acumulada descontada la generación

hidráulica, correspondiente a un día típico, con $\sigma=0$ (sin error de pronóstico) y con $\sigma = 220$ MW.

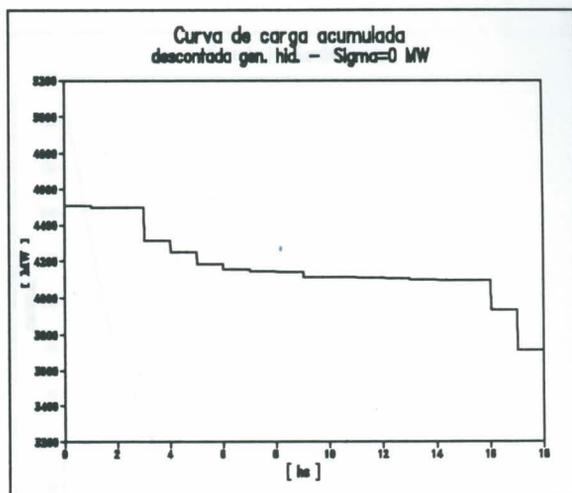


Figura 1

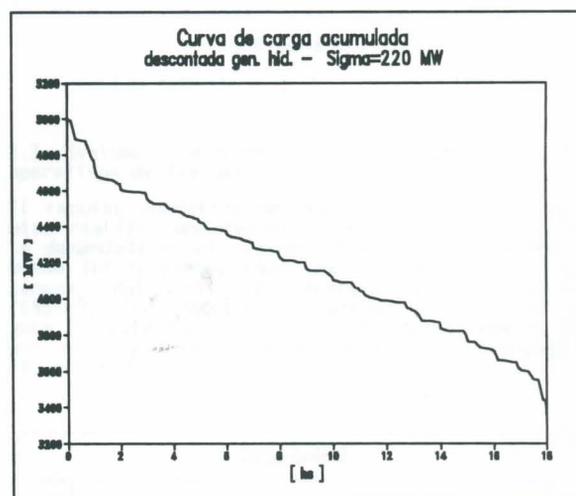


Figura 2

La reserva fría solo puede estar disponible transcurrido el tiempo de arranque de las TG (aproximadamente 30 minutos).

Por lo tanto se entiende que los déficits en este período inicial serán eventualmente cubiertos por reserva hidráulica.

El parque de generación es el de los generadores térmicos que resulten despachados durante el día en cuestión. Se obtiene a partir de los resultados arrojados por el programa de despacho diario "JUANA". Se toma de cada unidad generadora el valor máximo de potencia que genera ese día; este número es considerado como la potencia de generación nominal de la máquina (P_i).

Las indisponibilidades de los generadores se obtienen considerando la cantidad de fallas no postergables por hora, por el tiempo medio que lleve hacer el redespacho, descontando el tiempo de arranque de las unidades TG, que es de alrededor de 30 minutos.

Así, si se dispone de unidades generadoras que tienen tasa de falla anuales de w_i fallas/año y tiempos de reposición de varias horas, la indisponibilidad diaria a considerar será evaluada como el dé-

ficit de energía ocasionado por cada unidad en tiempos que van desde $t_1 \approx 1/2$ hora, después que se produce la falla, hasta el tiempo en que se realiza el redespacho, $t_2 \approx 3$ horas, respecto de la energía total que pudiese generarse en el día. El déficit medio de la unidad i por día es (DE_i) :

$$(DE_i) = \frac{w_i \text{ fallas/año}}{8760 \text{hs/año}} \cdot 18 \text{hs} \cdot (t_2 - t_1) \text{ horas/falla} \cdot P_i$$

La indisponibilidad equivalente de la máquina i se obtiene entonces así:

$$q_i = \frac{(DE_i)}{P_i \times 18 \text{ h}} ; q_i = \frac{w_i}{8760} (t_2 - t_1)$$

Este déficit DE_i de cada unidad térmica es el que debe ser atendido por la reserva de TG.

2.2. Cálculo de la ENS en función de la reserva de potencia térmica fría (TG)

Tomando los datos del parque térmico despachado en el día, con indisponibilidades calculadas según el punto 2.1., y considerando a la demanda de pico y resto, del día, con su error pronóstico, según se describe en 2.1., se obtienen mediante un modelo de dos estados para los generadores, la curva de carga residual que queda luego de haber despachado las unidades con sus indisponibilidades.

Esta curva de los déficit de potencia y los tiempos medios de duración de cada nivel se muestra en la Figura 3.

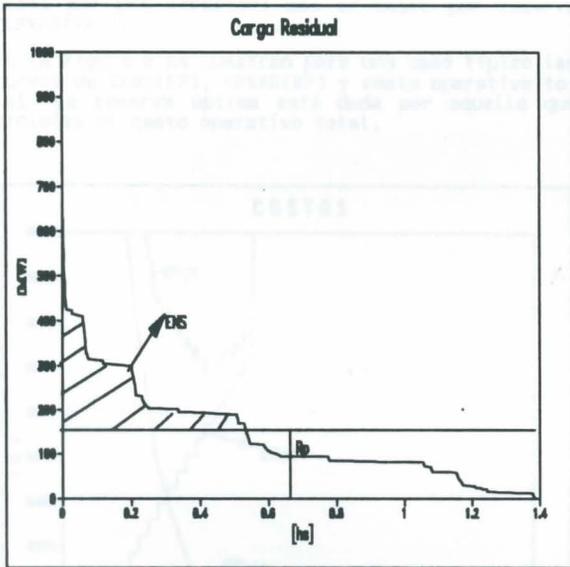


Figura 3

La integral de esta curva da la ENS(0) que se obtiene si la reserva de potencia es cero.

Si se dispone de un nivel de reserva RP , la ENS(RP) que se obtiene es la integral de la curva residual para potencias de déficit mayores o iguales que RP (área rayada en la Figura 3).

$$ENS(0) = \int_0^{t_{máx}} P(t) dt = \int_0^{P_{máx}} t(P) dP$$

$$ENS(R_p) = ENS(0) - \int_0^{R_p} t(P) dP$$

Para distintos valores de RP se puede obtener una curva de ENS(RP) en función de la reserva, como la indicada en la Figura 4.

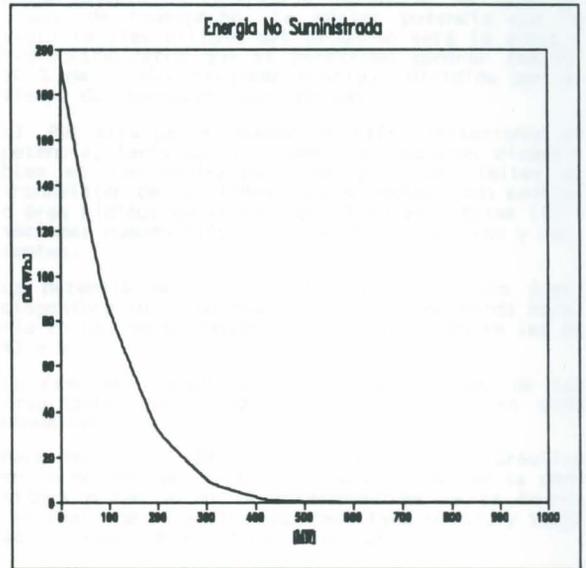


Figura 4

2.3. Evaluación económica para minimizar los costos operativos de los déficit

El recurso operativo de reducción de tensión permite realizar una reducción de potencia (P_{rt}), de la demandada en el sistema. Este valor de potencia puede interpretarse como una reserva "extra". Entonces, del total de energía no suministrada (ENS(RP)), indicada como las áreas rayadas en la Figura 5, sólo la parte superior corresponde a ENS por corte y el área rayada inferior corresponde a ENS por reducción de tensión.

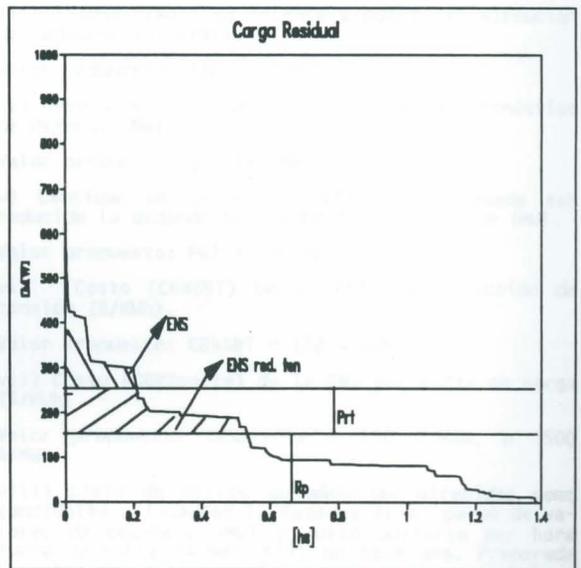


Figura 5

La distinción entre los dos tipos de ENS resulta importante dado que los costos unitarios que se les asigna son muy diferentes. La ENS por corte tiene un valor $CENS_{corte}=750$ \$/MWh, bastante más grande que la ENS proveniente de la reducción de la carga con la tensión $CENS_{rt} = 130$ \$/MWh.

Para evaluar el costo total de la ENS en función de la reserva se considera:

$$CENS(R_p) = CENS_{corte} \cdot ENS_{corte}(R_p) + CENS_{rt} \cdot ENS_{rt}(R_p)$$

El costo total de la reserva a disposición $CPRAD(RP)$, en función de la reserva es el que surge de las ofertas de reserva fría semanal.

La oferta consiste en un conjunto de máquinas TG, cada una con una potencia nominal y un costo horario unitario (por MW) ofrecidos y un tiempo de arranque comprometido.

Se ordenan las máquinas ofrecidas teniendo en cuenta los costos, los factores de adaptación y los tiempos de arranque, acumulándose los valores de potencia. Los valores acumulados de potencia constituyen la reserva. Un valor dado de reserva se conforma por las primeras máquinas de la lista ordenada que alcancen en conjunto el valor requerido. El costo por MW para ese valor de reserva será el de la máquina más cara de las solicitadas, ya que a todas ellas se las remunera con ese valor.

El costo total diario $CPRAD(RP)$ por reserva se establece multiplicando el costo por las horas fuera de valle (18 hs), que es el período en el cual se remunera la potencia de reserva fría.

El costo operativo total está constituido por el costo por ENS ($CENS(RP)$) más el costo por reserva ($CPRAD(RP)$).

En la Figura 6 se muestran para una caso típico las curvas de $CENS(RP)$, $CPRAD(RP)$ y costo operativo total. La reserva óptima está dada por aquella que minimiza el costo operativo total.

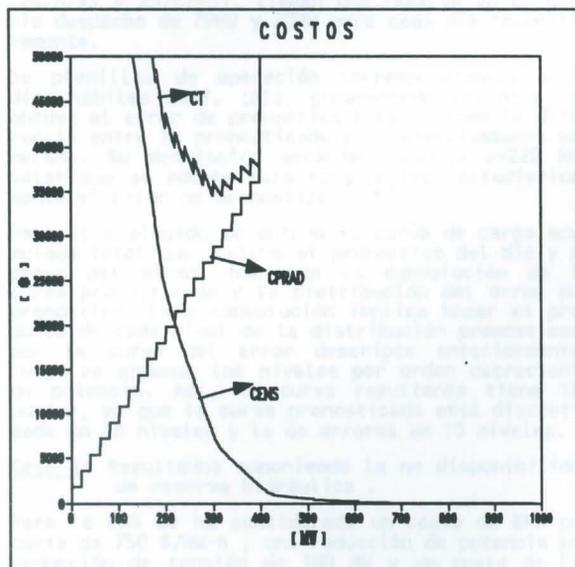


Figura 6

2.4. Flexibilización del despacho hidráulico

Las normas de operación del sistema prevén un apartamiento máximo del 10 % entre la energía diaria generada y la programada para los despachos de centrales hidráulicas controlables.

Esta flexibilidad implica que será factible utilizar reserva de potencia hidráulica si no se excede el límite de energía indicado.

Para determinar la máxima potencia de reserva hidráulica disponible en el MEM de cada central o área hidráulica (cuenca), se considera:

a) Dado que el tiempo de falla, interpretado como requerimiento de reserva de potencia, es igual al tiempo de redespacho, la máxima potencia que no viola la flexibilidad del despacho será la energía hidráulica extra que es permitido generar (máximo 10 % de la del programa diario), dividida por el tiempo de redespacho considerado.

b) Por otra parte, pueden existir limitaciones de potencia, tanto por el número de máquinas disponibles en las centrales, como por los límites de transmisión de las líneas que vinculan cada central o área hidráulica al mercado. A su vez, estas limitaciones pueden diferir en las horas de pico y restantes.

La potencia de reserva hidráulica de cada área, disponible en el mercado, será, en cada banda horaria (pico, horas restantes), la mínima entre las de a) y b).

La reserva hidráulica total será la suma de las resultantes para cada área hidráulica, en cada banda horaria.

Para incluir el efecto de esta reserva hidráulica en la determinación de la Reserva Fría, se la considera presente en la determinación de la "curva residual" de potencia, que resultará menor, y luego se continúa con el método descrito.

3.- Valores característicos propuestos de los parámetros y datos necesarios.

Los parámetros y datos de entrada para el cálculo con el modelo RESFRÍA, como así también los valores propuestos para algunos de ellos a partir de los datos y estadísticas disponibles, son:

i) Archivo de salida del programa del despacho económico diario JUANA.

ii) Tasa (w_i) de fallas no postergables de las máquinas del parque térmico convencional y nuclear despachado [fallas/año].

Valores propuestos:

Nucleares : 2,5 fallas/año

Térmicos TV : 5 fallas/año

Térmicos TG : 8 fallas/año

iii) Tiempo (TRDP) de cálculo y puesta en ejecución de redespacho [horas].

Valor propuesto: TRDP = 3 h.

iv) Desviación estándar (σ) del error de pronóstico de demanda [MW].

Valor propuesto: $\sigma = 220$ MW.

v) Cantidad de potencia (PRT) en que puede ser reducida la demanda por reducción de tensión [MW].

Valor propuesto: PRT = 100 MW.

vi) Costo (CENSRT) de la ENS por reducción de tensión [\$/MWh].

Valor propuesto: CENSRT = 130 \$/MWh.

vii) Costo (CENS_{corte}) de la ENS por corte de carga [\$/MWh].

Valor propuesto: CENS_{corte} = 750 \$/MWh, o 1500 \$/MWh.

viii) Lista de mérito de máquinas ofrecidas como candidatas a integrar la Reserva Fría: pares de valores de potencia [MW] y costo unitario por hora fuera de valle [$\$/MW \cdot h^{-1}$] de cada una. Preparada a partir de la licitación semanal de Reserva Fría.

ix) Margen de flexibilización de energía permitido en el programa de generación hidroeléctrica diaria, en cada cuenca [MWh]. A definir por el Organismo

Encargado del Despacho (OED) en cada día, según el programa de despacho.

x) Potencia de generación hidráulica operable como reserva que se encuentre disponible en el MEM en los períodos horarios fuera de valle (horas de pico y restantes), para cada cuenca [MW]. A definir por el OED en cada día, según el programa de despacho.

4.- Ejemplos de cálculo.

Los casos analizados corresponden a dos días del mes de junio de 1993, 24 y 25, datos que fueron suministrados por CAMMESA, como resultados del programa "JUANA".

▪ Parque generador

El parque generador en los dos días se compone de 54 generadores, obtenidos según se expresó en el punto 2.1.

Las tasas de fallas adoptadas (w_i) para los generadores fueron:

- nucleares : 2,5 fallas/año
- TV: 5 fallas/año ($P_n > 20$ MW).
- TG: 8 fallas/año ($P_n < 20$ MW).

Los tiempos de arranque de las máquinas en reserva fría (t_1) considerados fueron 0,5 hs y el tiempo en que entra en vigencia el redespacho (t_2) se consideró de 3 hs.

Con estos datos se calcularon las indisponibilidades q_i para las 54 unidades en cada caso considerado.

La suma de todos los generadores térmicos y nucleares con sus potencias máximas del día 24/6/93 resultó 4579 MW y del día 25/6/93 4562 MW.

▪ Demanda

Dado que la carga máxima del parque térmico y nuclear es de 4500MW y 4542MW para ambos días (24/6/93 y 25/6/93), tienen una reserva en el propio despacho de 79MW y 20MW para cada día respectivamente.

De planillas de operación correspondientes a 10 días hábiles (Ref. [6]), encadenando los días, se obtuvo el error de pronóstico horario como la diferencia entre lo pronosticado y lo efectivamente generado. Su desviación estándar resulta $\sigma=220$ MW, valor que se adopta para caracterizar estadísticamente el error de pronóstico.

Para el σ elegido se obtuvo la curva de carga acumulada total que incluye el pronóstico del día y el error del mismo, haciendo la convolución de la curva pronosticada y la distribución del error del pronóstico. Esta convolución implica hacer el producto de cada nivel de la distribución pronosticada por la curva del error descripta anteriormente. Luego se ordenan los niveles por orden decreciente de potencia. Así, la curva resultante tiene 180 puntos, ya que la curva pronosticada está discretizada en 18 niveles y la de errores en 10 niveles.

Caso 1: Resultados suponiendo la no disponibilidad de reserva hidráulica .

Para la ENS se ha considerado un costo de ENS por corte de 750 \$/MW-h, una reducción de potencia por reducción de tensión de 100 MW y un costo de ENS por reducción de tensión de 130 \$/MW-h.

Se ha considerado como oferta de reserva fría 20 máquinas de 20 MW cada una y todas ofreciendo un precio de 5 \$/MW por hora.

La reserva óptima resulta de 220 MW para el 24/6/93 y de 280 MW para el 25/6/93.

Caso 2: Resultados con gran reserva hidráulica

Corresponde a los mismos valores del caso 1, pero contando con una reserva hidráulica de 300 MW en las horas de pico y 600 MW en las horas restantes.

La reserva fría óptima calculada resulta nula para ambos días.

Caso 3: Resultados con reserva hidráulica intermedia.

Corresponde a los mismos valores del caso 1, pero contando con una reserva hidráulica en el pico de 100MW y en las horas restantes de 300MW.

La reserva óptima resulta de 120 MW para el 24/6/93 y de 180 MW para el 25/6/93.

4.1- Análisis de sensibilidad

Se realizaron variaciones en los parámetros de entrada partiendo de los valores del caso 1, para evaluar la sensibilidad de los resultados.

▪ Desviación estándar

Se calculó la reserva fría óptima, (Rop) resultante para valores de $\sigma = 150, 180, 220$ y 250 MW. En la tabla siguiente se presentan los resultados obtenidos para ambos días. También se muestran los valores de reserva total (Rt) reserva fría más reserva del despacho).

Día	24/6/93		25/6/93	
Reserva despacho:	79 MW		20 MW	
σ [MW]	Rop [MW]	Rt [MW]	Rop [MW]	Rt [MW]
150	120	199	180	200
180	160	239	220	240
220	220	299	280	300
250	260	339	340	360

▪ Reducción de carga por reducción de tensión

Se calculó la reserva óptima (Rop) resultante para valores de $P_{rt}= 0, 50, 100, 150$ y 200 MW. Los resultados obtenidos correspondientes al día 24/6/93 se muestran en la siguiente tabla.

P_{rt} [MW]	Rop [MW]
0	320
50	260
100	220
150	200
200	200

▪ Tiempo de redespacho

Se calculó la reserva óptima (Rop) resultante para valores de $T_R = 3, 6, 9$ y 12 hs. Los resultados obtenidos correspondientes al día 24/6/93 se muestran en la siguiente tabla.

T_R [hs]	Rop [MW]
3	220
6	240
9	300
12	300

▪ Costo de reserva

Se calculó la reserva óptima (Rop) resultante para valores de $CPRAD = 3, 4$ y 5 \$/MW y por hora. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla, se indica también el costo total de reserva por hora (Ctr).

CPRAD [\$/MWxh]	Rop [MW]	Ctr [\$]
3	300	900
4	240	960
5	220	1100

5.- Conclusiones.

- La reserva fría de potencia óptima resultante es proporcional a la desviación estándar de la demanda considerada.
- La reserva total, es decir la fría resultante más la presente en el propio despacho, es prácticamente la misma para ambos días de referencia analizados.
- Considerar una mayor reducción de potencia por reducción de tensión reduce muy poco la reserva fría óptima, mientras que una menor reducción de potencia aumenta en mayor medida la reserva fría óptima. De cualquier forma la sensibilidad a este parámetro es bastante reducida.
- Considerar mayores tiempos de redespacho, lo que es equivalente a considerar mayores tasas de fallas de los generadores, aumenta aunque no en gran medida la reserva fría de potencia óptima.
- Considerar menores costos por MW en las ofertas de reserva fría de potencia aumenta la reserva de potencia óptima, aunque el costo total horario por reserva, es decir el costo por la reserva óptima, permanece con muy poca variación en un entorno de 1000 \$ por hora para los ejemplos analizados.
- Disponer de gran reserva de potencia hidráulica implica que no resulta necesaria la reserva de potencia fría, ya que resulta nula (caso 2).
- Disponer aún de relativamente poca reserva de potencia hidráulica reduce significativamente la reserva de potencia fría óptima.

6.- Referencias

- [1] Yves Albouy. "Análisis de costos marginales y diseño de la tarifa de electricidad y agua". Banco Interamericano de Desarrollo Washington D.C., 1983.
- [2] Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios. Versión III. Recopilación No Oficial de las Resoluciones Ex-SEE N° 61/92, SE N° 137/92 y sus modificaciones. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA). 30/08/93.
- [3] Ralph Turvey, Dennis Anderson. "Electricidad y Economía", Ensayos y Estudios de Casos. Publicado para El Banco Mundial por Editorial Tecnos.
- [4] J. Endrenyi. "Reliability Modeling In Electric Power System". John Wiley & Sons. Chichester, New York, Brisbane, Toronto, 1978.
- [5] Billiton, Ringlee, and Wood. " Power System Reliability Calculation". The MIT Press Cambridge, Massachusetts, and London, England. Second printing, 1978
- [6] M. Beroqui, R. Bianchi. "Determinación de las desviaciones estándar de las variaciones de la carga del sistema" Informe Técnico IT 488. Junio 1993, IITREE-UNLP.

COMITÉ ORGANIZADOR

Roberto Azevedo de Almeida (Coordinador)
 Roberto N. ...
 Terence ...
 Gilmar ...
 Edison ...
 José ...
 María Leonor de Jesus ...
 Ana Maria Nicolai

RELATORES EXPERTOS

Eduardo ...
 Patricio ...

COLABORADORES

Eisidoro Emilio Cavalcanti (ITAI - Empresa colaboradora)
 José Mauricio Zamboni (PURNAS - Empresa colaboradora)
 Odila Teresinha de U. Kuchner Secretária

Empresa Coordinadora
 COMPAHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL