



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

Servicios Complementarios en Centrales Hidroeléctricas

Esteban F. Vargas Correa, Anastacio S. Arce Encina

Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este, Itaipu Binacional

Paraguay

RESUMEN

En los últimos años, en algunos países, el Sistema Eléctrico ha pasado por una profunda transformación. De un modelo de organización tradicional de monopolio que aglutina en una misma empresa las actividades de generación, transmisión y distribución, pasa para un modelo en que las actividades de generación, transmisión y distribución son desagregadas en diferentes empresas. Esta mudanza estructural busca aumentar la eficiencia y competitividad en los mismos, con el objetivo final de beneficiar a los propios usuarios o consumidores.

La competencia conforme, a las leyes de mercado, presupone aumento de eficiencia reduciendo costos en la operación, sin comprometer la calidad de los servicios.

Asociado a la calidad, existen servicios tales como: control de frecuencia, de tensión, esquemas de control de emergencia, arranque en negro, etc., que representan costos a las empresas que prestan estos servicios. En el nuevo modelo de organización de los Sistemas de Energía Eléctrica se debe conocer el aporte de cada uno de ellos con gran exactitud para una remuneración justa.

Este trabajo presenta una metodología de valorización de servicios complementarios de la reserva de potencia a partir de centrales hidroeléctricas. La metodología sugiere el análisis de la pérdida de eficiencia, resultante de la prestación de este servicio, a través de la optimización del despacho de unidades generadoras. La aplicación de la metodología, como un estudio de caso, a una central hidroeléctrica presenta resultados importantes.

PALABRAS CLAVES

Mercados Eléctricos, Servicios Complementarios, Reserva de Potencia Activa, Despacho Optimo de Unidades Generadoras.



X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

1. INTRODUCCIÓN

En la reorganización de los mercados eléctricos se procedió a la separación de las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, implicando en la necesidad de repartir los costos de operación del sistema eléctrico. Evidentemente esta necesidad de remunerar a los agentes participantes del mercado no es una tarea sencilla debido a que se debe conocer el aporte de cada uno de ellos con gran exactitud para que la remuneración sea justa.

Un servicio definido a partir de la restructuración del sector eléctrico es el de los servicios complementarios.

Los Servicios Complementarios son definidos como aquellos servicios diferenciados de la energía que son esenciales para asegurar la fiabilidad en la operación de los sistemas de energía eléctrica [1]. De acuerdo a esta definición, varios servicios, como el control de tensión, pérdidas, arranque autónomo (black start), regulación, acompañamiento de la demanda y reservas con sus diferentes niveles en tiempo de respuesta son considerados como Servicios Complementarios. Sin embargo, varias entidades como la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), North America Electric Reliability (NERC), y la Oak Ridge National Laboratory (ORNL) tienen desarrolladas sus propias definiciones de Servicios Complementarios, coincidentes en los términos que son necesarios para que la energía eléctrica llegue al consumidor en condiciones de seguridad y fiabilidad [2], [3] y [4].

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Brasil

En el escenario del sector eléctrico brasilero, son reconocidos cuatro servicios principales: generación, transporte, distribución y comercialización. Para que esos servicios básicos puedan ser suministrados con calidad y seguridad, es necesario que existan otros servicios. Tales servicios son definidos como servicios Complementarios. La Agencia Nacional de Energía eléctrica – ANEEL, definió mediante la resolución 265 de 2003, los siguientes servicios complementarios para el sistema brasilero [5]:

- Control Primario de Frecuencia: Es el control realizado por medio de reguladores automáticos de velocidad de las unidades generadoras, cuyo objetivo consiste en limitar la variación de la frecuencia cuando ocurre un desequilibrio entre la carga y la generación.
- Control Secundario de Frecuencia: Es el control realizado por las unidades generadoras participantes del Control Automático de Generación – CAG y que se destina a restablecer la frecuencia del sistema a su valor programado, y a mantener y/o restablecer los intercambios de potencia activa a los valores programados.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

- Reserva de Potencia Para el Control Primario: Es la provisión de reserva de potencia activa efectuada por las unidades generadoras para realizar el control primario de frecuencia.
- Reserva de Potencia Para el Control Secundario: Es la provisión de reserva de potencia activa efectuada por las unidades generadoras participantes del CAG, para realizar el control secundario de frecuencia y/o de intercambios líquidos de potencia activa entre áreas de control.
- Reserva de Parada: Es la disponibilidad de las unidades generadoras con el objetivo de recomponer las reservas de potencia primaria o secundaria del sistema, en caso de indisponibilidad de las unidades generadoras.
- Soporte de Reactivos: El suministro o absorción de energía reactiva, destinado a controlar la tensión del sistema y mantenerla dentro de los límites de variación establecidos en los Procedimientos de Red [6].
- Arranque Autónomo (black start): Es la capacidad que tiene una unidad generadora o central generadora de salir de una condición de parada total para una condición de operación, independientemente de fuente externa para alimentar sus servicios auxiliares.

Adicionalmente, en el año 2007, fue introducido el servicio de Sistema Especial de Protecciones, mediante la resolución ANEEL 251 de 2007:

- Sistema Especial de Protección (SEP): sistema que, a partir de detección de una condición anormal de operación o de contingencias múltiples, realiza acciones automáticas para preservar la integridad de los equipos o de las líneas de transmisión del SIN.

El servicio de control primario no es resarcido, el control secundario tiene un componente fijo de resarcimiento, y un componente de resarcimiento por los costos de operación y mantenimiento de los equipos de CAG (disponibilidad del servicio). La reserva de parada tiene una parte de resarcimiento por el uso, los costos del combustible utilizado en la generación de las centrales térmicas es resarcido vía encargo de servicio del sistema (ESS). El control de tensión posee partes de resarcimiento fijos, por la disponibilidad y por el uso vía Tarifa de Servicios Complementarios – TSA. Finalmente, el Arranque Autónomo y el SEP poseen una parte de resarcimiento por el costo fijo y de la disponibilidad del servicio [7].

2.2. Argentina

Aunque que no existe un mercado formal de servicios complementarios, se considera según la normativa actual la provisión de varios de estos servicios a fin de mantener la confiabilidad en la operación de la Red. Podemos citar los siguientes

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

- Regulación Primaria de Frecuencia: Es la regulación rápida destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal.

Si un generador no puede proveer el monto despachado por el Operador, debe compensar a los que lo hacen por él. El pago que realizan por esta provisión es al precio de la energía en el Mercado Spot, siempre y cuando no haya déficit en el área de despacho respectiva. Si hay déficit, el precio de la energía se pondera con el precio de la energía no suministrada. Estos precios no se aplican directamente a la oferta de reserva, sino que se utilizan para compensar a los generadores que aportan un monto adicional al porcentaje de compromiso.

- Regulación Secundaria de Frecuencia: Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. La provisión del servicio es voluntaria.

Los principales costos asociados con la provisión de este servicio son los costos de generación. Los generadores que proveen este servicio son seleccionados de una lista de prioridad, generadores hidráulicos reciben la misma remuneración que el precio de la energía que ofrecen, los generadores térmicos reciben una remuneración que corresponde al porcentaje máximo del precio. Los consumidores pagan mensualmente una tasa calculada de acuerdo al costo horario del servicio, aproximadamente 2,3 US\$/MW.

- Control de Tensión (Potencia Reactiva): El suministro de potencia reactiva y control de tensión representan un conjunto de responsabilidades para todos los agentes del Mercado Electric Mayorista (MEM) [8].

El principal costo asociado a este servicio corresponde al sobre costo debido al despacho de energía adicional y multas por violaciones de parte de los agentes del MEM. Las transacciones son llevadas a cabo a través de cargas fijas mensuales y los pagos son determinados basados en la demanda de potencia reactiva de las compañías de distribución y los grandes consumidores [8].

- Restauración del sistema o Blackstart: Los procedimientos previstos para la restauración del sistema tienen la intención de disponer la acción del operador para favorecer la restauración del sistema de 500 kV [9], sin embargo, no están especificados los requerimientos de capacidad, tiempo de respuesta, mecanismos de gestión ni tarifas para este servicio. En los procedimientos, cada uno de los operadores detalla las acciones a seguir luego de un colapso total o parcial del sistema.

3. METODOLOGÍA

Para considerar la pérdida de eficiencia debido a la disponibilidad de reserva de potencia se utilizó la metodología del despacho óptimo de unidades generadoras, que adopta como criterio de desempeño el caudal turbinado total del conjunto de unidades en operación.

El caudal turbinado es la variable independiente en la función de generación. Partiendo de un punto de operación, el aumento de generación implicará el aumento del caudal turbinado y viceversa. El rango de valores del caudal turbinado depende principalmente de las características de cada turbina y varía desde un valor mínimo hasta un valor máximo que corresponde a la abertura máxima del distribuidor de la turbina. Por ende existen zonas definidas por valores de salto neto y caudal turbinado donde la operación es restringida. La restricción está asociada a la aparición de vibraciones y cavitación en los alabes de la turbina [12].

3.1. Formulación del problema

El problema del despacho de unidades generadoras considerando como criterio de desempeño el caudal turbinado puede ser representado por la siguiente formulación:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T [c^P \cdot q(n_t, h_t, P_t)] \quad (1)$$

Las restricciones asociadas al problema son:

$$\underline{n}_t(P_t) \leq n_t \leq \overline{n}_t(P_t) \quad (2)$$

$$\underline{P}_t(n_t) \leq P_t \leq \overline{P}_t(n_t) \quad (3)$$

$$n \in N \quad (4)$$

donde:

T es el horizonte de programación;

P_t es la potencia total generada en el intervalo de tiempo t ;

n_t es el número de máquinas en operación en el intervalo de tiempo t ;

h_t es el salto neto en el intervalo de tiempo t ;

$q(\)$ es la función que representa el caudal turbinado total;

c^P es el valor del volumen de agua turbinado;

$\underline{n}_t(P_t)$ y $\overline{n}_t(P_t)$ son los números mínimo y máximo de máquinas respectivamente, capaces de atender a la generación programada d_t ;

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

N es el conjunto de números naturales;

La ecuación 2 representa el número mínimo y máximo de máquinas capaces de atender a la generación programada horaria que asegura el cumplimiento de las restricciones referentes a los rangos permitidos de operación. En [10] se describe cómo encontrar el número mínimo y máximo de máquinas capaces de atender a la generación programada para cada intervalo de tiempo. La ecuación 3 representa la potencia mínima y máxima asociada a n_t unidades generadoras. Finalmente la ecuación 4 define que la variable n pertenece al conjunto de números naturales.

3.2. Procedimiento adoptado

La técnica de solución adoptada en este trabajo, comienza con la determinación del número mínimo y máximo de unidades generadoras posibles de ser comprometidas para atender la demanda.

Una vez que se dispone del número mínimo y máximo de unidades generadoras posibles de atender la generación programada horaria estarían definidas todas las configuraciones posibles a ser adoptadas a lo largo del periodo de programación. Este procedimiento delimita la dimensión del espacio de soluciones factibles.

Asociado a cada estado de soluciones posibles, se tiene un valor de caudal turbinado, definido por el número de unidades generadoras despachadas y potencia generada. De esta manera queda configurado una red que cubre el periodo de la programación y el número de estados definido por el número mínimo y máximo de unidades generadoras posibles de ser despachadas para atender la demanda horario. El problema se resuelve por técnica de flujo en redes.

3.3. Remuneración de la reserva de potencia

En [11] se propone una metodología para la valorización de los servicios complementarios de reserva de potencia activa en el mercado eléctrico del Brasil. La propuesta de valorización busca determinar el valor, o posibles valores de los servicios de reserva bajo la perspectiva del agente generador.

Los costos presentados corresponden a las reservas de regulación primaria, secundaria y una parte adicional de reserva programada por el ONS en los generadores hidroeléctricos. Dichas reservas son consideradas como un único producto denominado reserva.

Dentro de los costos de los servicios complementarios se encuentran los costos por pérdida de eficiencia y se refiere a cualquier sobre costo en el proceso de producción a causa de la disponibilidad del servicio. Sólo trataremos el aspecto de la disponibilidad de la reserva y no del posible costo asociado a un posible uso esperado de dicha reserva.

El modelo de despacho óptimo para un horizonte diario, puede ser expresado según las ecuaciones 1-4, cuya solución óptima del problema representa el escenario eficiente con

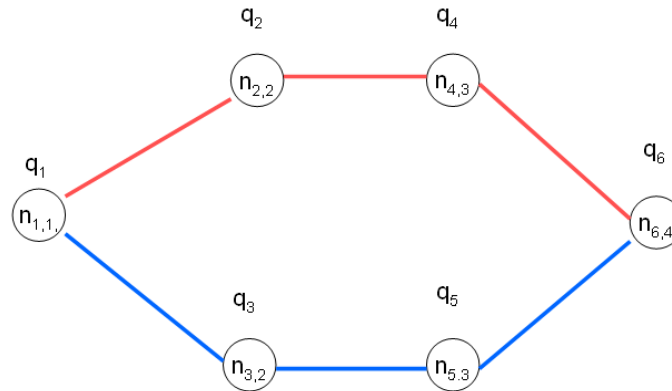
X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

un costo de operación Z^{ef} . Si el costo de operación del escenario con suministro de reserva es Z , entonces el costo debido a las pérdidas de eficiencia puede ser estimado de la siguiente forma:

$$C^{perd} = Z - Z^{ef} \quad (5)$$

Para obtener la diferencia de caudal turbinado en un escenario eficiente y un escenario menos eficiente debido a la disponibilidad de reserva de potencia, se puede considerar la diferencia entre las variables de estado representados por nodos de la red de soluciones posibles que fue resuelta por técnica de programación lineal [13].

El trayecto pintado en rojo representa la configuración óptima para el escenario Z y el trayecto pintado en azul representa la configuración óptima para el escenario Z^{ef} .



donde

q_t = caudal turbinado en el instante t ;

$n_{i,t}$ = numero de maquinas en operación en el instante t .

$$P = \rho \cdot g \cdot n_{tg} \cdot h_t \cdot \Delta q_t \cdot 10^{-6} \quad (6)$$

$$\Delta q_t = |q_t - q_t^{ef}| \quad (7)$$

Las ecuación 6-7 anterior obtienen el volumen de agua gastado a más debido a la reserva de potencia.

4. RESULTADOS

La solución óptima del problema Z^{ef} fue encontrada sin considerar la reserva de potencia, en cambio para encontrar la solución óptima del problema Z se incluirá el suministro de reserva para la Central Hidroeléctrica.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

Se considera que la generación programada aumenta en 400MW para el escenario con reserva de potencia y la remuneración es una adaptación de la metodología adoptada en [10], que considera la tarifa del Mercado de Redespacho (Mercado de Realocação - MRE) y el PLD (Preco de Liquidacao de Diferenca), $c^{perd} = (\pi_{PLD} - \pi_{MRE})$ [11].

El valor del PLD, π_{PLD} , varía para cada semana del año, para el mercado SE/CO, por nivel de carga. La tarifa del MRE, π_{MRE} , permanece constante a lo largo del año, con un valor de 7,25 R\$/MWh [11].

Los resultados presentan que el costo diario de las pérdidas de eficiencia para una central hidroeléctrica. Utilizando el modelo presentado en esta sección, el costo por perdidas de eficiencia alcanza un valor de 46.458,33 US\$ para este día domingo en particular.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. Mohammad, Y Hatim, y Z Li. *Market Operations in Electric Power Systems*. New York, John Wiley & Sons, 2002.
- [2] Northern American Electric Reliability Regulatory Council. [En línea] 2004. <http://www.nerc.gov>.
- [3] Oak Ridge National Laboratory. [En línea] 2004. <http://www.nerc.gov>.
- [4] Federal Energy Regulatory Commission. [En línea] 2005. <http://www.ferc.gov>.
- [5] Agencia Nacional de Energia Eléctrica. Resolucao nro. 265, de junho de 2003. Brasília, ANEEL, 2003.
- [6] Operador Nacional Del Sistema, Requisitos mínimos para a conexão a rede básica, modulo 3.8, Rio de Janeiro, 2002.
- [7] Agencia Nacional de Energia Eléctrica. Resolucao nro. 251, de 13 de fevereiro de 2007. Brasilia, ANEEL, 2007.
- [8] Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho y el Cálculo de precios. Versión XVIII Argentina. [En línea] Noviembre de 2002.
- [9] Procedimiento Técnico Nro. 7, Recuperación del SADI Luego del Colapso Total o Parcial de algún Subsistema Argentina. [En línea] 1999.
- [10] A. S. Arce. “Um Modelo de Otimizacao do Despacho de Maquinas em Usinas Hidreletricas”. Tese de Mestrado. Campinas : FEEC/UNICAMP, 1999.
- [11] J. C. Galvis. “Valorizacao de Servicos Ancilares de Reserva em Geradores Hidroeletricos”. s.l. : Tese apresentada a Faculdade de Engenharia - UNESP -



Comité Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de setiembre de 2012

Campus Ilha Solteira para Obtencao do Titulo de Doutor em Engenharia Eletrica, 2010.

- [12] M. E. López y A. S. Arce. “Aplicación de Algoritmos Genéticos para la Definición de Despacho de Unidades Generadoras Hidroeléctricas”. Asunción, Paraguay, Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo - CIGRE, 2008.
- [13] E. F. Vargas, M. E. López y A. S. Arce. “Dispatch of Hydroelectric Generating Units Using Linear Programming”. XIICLEEE - 12th Portuguese - Spanish Conference on Electrical Engineering. Islas Azores, s.n., 2011.