

OPERACIÓN INESTABLE DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA FUTALEUFÚ POR TRANSITORIOS HIDRÁULICOS. DESCRIPCIÓN Y SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

AGÜERO, Jorge L. (*)
BEROQUI, Mario C.
BIANCHI LASTRA, Raúl E.
IITREE-LAT, FI, UNLP

MASTRONARDI, Jorge L.
STOEFF BELKENOFF, Pablo
BALARINO, Leopoldo
Hidroeléctrica Futaleufú SA

MOLINA MYLIUS, Roberto

CAMMESA

Lugar de ejecución del trabajo: Desarrollo Teórico: IITREE-LAT, Facultad de Ingeniería, UNLP
Desarrollo Experimental: Central Hidroeléctrica Futaleufú SA

Palabras clave: Ensayos – Modelos – Oscilaciones Electromecánicas – Reducción Automática de Generación – Sistema Hidráulico y Turbina

INTRODUCCIÓN

Resumen: La central hidroeléctrica Futaleufú pertenece al Sistema Interconectado Patagónico (SIP) y se vincula con la ET Puerto Madryn mediante 2 líneas de 330 kV. En el año 2006 el SIP se interconectó con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) mediante 1 línea de 500 kV entre ET Puerto Madryn (SIP) y ET Choele Choel (SADI).

Con el SIP aislado del SADI y operando Futaleufú con 4 unidades, ante el disparo por falla de una línea de 330 kV la operación post-falla de Futaleufú resulta estable si en dicha central se realiza la Desconexión Automática de Generación (DAG) de una unidad, mientras que con el SIP y el SADI interconectados los estudios realizados indicaban la necesidad de realizar DAG de 2 unidades.

Con la interconexión SIP-SADI en servicio, una falla ocurrida el 14-03-2006 hizo actuar automatismos que provocaron la DAG de 2 unidades de Futaleufú y la desconexión de una línea de 330 kV. En tales condiciones, en servicio 1 línea de 330 kV y 2 unidades de Futaleufú, se produjo un transitorio inestable que finalizó con la desconexión de las 2 restantes unidades de Futaleufú. Este episodio no pudo ser reproducido por simulaciones con los modelos disponibles.

En los registros del incidente del 14-03-2006 se observa un aumento sustancial de las potencias eléctricas de las 2 unidades de Futaleufú que quedaron en servicio. Este comportamiento solamente podía ser justificado si se tenía en cuenta el transitorio en el sistema hidráulico producido por la DAG de otras turbinas de la central.

Por tal motivo se realizaron ensayos en Futaleufú que permitieron modelar el sistema hidráulico y su impacto sobre las potencias de las turbinas en servicio. Estos ensayos también permitieron verificar y agregar mayor detalle a los modelos de Futaleufú disponibles a esa fecha. Fueron ensayados las turbinas y sus controles de velocidad (governor), los sistemas de excitación y sus controles (AVR). También fueron ensayados los estabilizadores de potencia (PSS) para verificar los reajustes realizados en los mismos. Con los nuevos modelos se reprodujo por simulación el incidente del 14-03-2006. Estudios realizados con estos modelos demostraron la efectividad de una Reducción Automática de Generación (RAG) de las 2 turbinas de Futaleufú en servicio luego del disparo de una línea de 330 kV.

Finalmente, se presentan registros de la desconexión por falla de una línea de 330 kV ocurrida el 18-5-2008 donde se observa la actuación de la RAG en las turbinas de Futaleufú y su consecuente comportamiento estable en el transitorio post-falla.

Sistema Eléctrico involucrado: La central hidroeléctrica Futaleufú tiene 4 turbinas Francis de 118 MW cada una y se vincula con la ET Puerto Madryn mediante 2 líneas de 330 kV de 550 Km de longitud. Esta central está instalada en la zona Norte del SIP. El SIP es un sistema radial cuyas zonas Norte y Sur se vinculan mediante una línea de 132 kV de 300 Km de longitud. En la ET Puerto Madryn está conectada la planta de ALUAR que produce aluminio electrolítico y tiene una demanda de 500 MW y una generación de 5*20 MW +4*40 MW en turbinas de gas (TG), dos de estas últimas en ciclo combinado con una turbina de vapor (TV) de 40 MW. Esta planta se encuentra en proceso de actualización tecnológica, y de ampliación de generación (ciclo combinado de 3*160 MW), de demanda (420 MW), y de la red interna de distribución a 132 kV. A comienzos del año 2006 el SIP se interconectó con el SADI a través de un autotransformador 330/500 KV instalado en ET Puerto Madryn y de una línea de 500 kV de 320 Km de longitud entre

(*) Subdirector Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos (IITREE-LAT) - Facultad de Ingeniería (FI) - Universidad Nacional de La Plata (UNLP). 48 y 116 S/N (BMF1900AM) La Plata, Buenos Aires, Argentina. (+54) 221 4250804 - jla@iitree-unlp.org.ar

las EETT Puerto Madryn y Choele Choel. Así, el SIP pasó a ser un extremo del SADI tanto eléctrica como físicamente.

Comportamiento cuando el SIP opera aislado: Con Futaleufú operando con 4 turbinas, la desconexión de una de las líneas de 330 kV por falla o por actuación de automatismos produce, entre otras acciones, la DAG de una turbina en Futaleufú ($DAG \approx 120$ MW) y la DAD en la planta de ALUAR en Puerto Madryn ($DAD \approx 160$ MW), con lo que resultan transitorios post-falla estables con oscilaciones electromecánicas aceptablemente amortiguadas [1]-[2].

Comportamiento cuando el SIP opera interconectado al SADI: Estudios posteriores considerando la interconexión SIP-SADI en servicio indicaron que la desconexión de una de las líneas de 330 kV requería DAG de 2 turbinas de Futaleufú para conseguir un transitorio post-falla estable con un razonable amortiguamiento. El 14-03-2006 y con la interconexión SIP-SADI en servicio, una falla interna en la planta de ALUAR desencadenó la actuación de automatismos que provocaron la desconexión secuencial de la primera turbina de Futaleufú, de una línea de 330 kV y de la segunda turbina de Futaleufú. En tales condiciones, 1 línea de 330 kV y 2 turbinas en Futaleufú en servicio, se produjo un transitorio inestable que finalizó con la desconexión de las 2 restantes turbinas de Futaleufú.

Diagnóstico: El comportamiento de las potencias de las turbinas de Futaleufú durante el episodio oscilatorio inestable de fecha 14-03-2006 no pudo ser reproducido mediante simulaciones utilizando los modelos disponibles. Particularmente, no se reproducía el transitorio del sistema hidráulico causado por la desconexión de una turbina, y su consiguiente impacto sobre las potencias de las turbinas que quedan en servicio. Tampoco se reproducía el mecanismo de desconexión del PSS cuando la potencia de la turbina entraba en la banda de "surging" [5].

Solución: Consecuentemente, se realizaron ensayos en la central Futaleufú para identificar el modelo del sistema hidráulico, y para verificar y agregar mayor detalle a los modelos de turbina y control de velocidad, de sistemas de excitación, y para verificar reajustes introducidos en los estabilizadores de potencia (PSS) [3].

Con los modelos validados mediante ensayos se realizaron nuevos estudios, uno de los cuales consistió en reproducir mediante simulación el episodio oscilatorio del 14-03-2006 [4]. Posteriormente, para mejorar el desempeño dinámico de las turbinas de Futaleufú se reajustaron los PSS [5] y se puso en funcionamiento un mecanismo de Reducción Automática de Generación (RAG) en las turbinas de Futaleufú.

Resultados: Como conclusión y demostrando la efectividad de los recursos post-falla utilizados, se presentan registros de la desconexión por falla de una línea de 330 kV ocurrida el 18-05-2008 [6]. Se observa que hubo DAG de 2 turbinas y RAG en las otras dos turbinas que quedaron en servicio las cuales tuvieron un comportamiento estable en el transitorio post-falla debido a que la RAG aplicada prácticamente canceló el aumento transitorio previo de las potencias de las turbinas en servicio producido por el sistema hidráulico como consecuencia de la DAG previa.

MODELOS DE CENTRAL FUTALEUFÚ

A partir del análisis del comportamiento oscilatorio inestable de Futaleufú observado el 14-03-2006 se concluyó que resultaba necesario modelar en detalle el Sistema de Suministro de Agua o Sistema Hidráulico para incluir la interacción hidráulica entre turbinas [7]-[12]. También fueron realizados otros ensayos para verificar y agregar mayor grado de detalle a los modelos de: Sistemas de Excitación y sus Limitadores de Sobre y Sub-Excitación, de Turbina, de Control de posición del Distribuidor y del Sistema de Control de Velocidad. Los ensayos fueron reproducidos con el programa Simulink-MatLab utilizando los nuevos modelos.

Sistema hidráulico: El nivel máximo/mínimo de embalse es de 495 m / 471 m. El nivel mínimo de reposición o descarga es de 339 m y aumenta en $0.013 \text{ m}/(\text{m}^3/\text{s})$ con el caudal total erogado cuando es superior a $90 \text{ m}^3/\text{s}$. La constante de tiempo de la variación del nivel de reposición es muy grande (varios minutos). El salto estático es igual al nivel de embalse menos el nivel de reposición. Este salto varía entre 128 m y 156 m, fijándose 155 m como salto estático nominal. El caudal nominal de cada turbina es igual a $88 \text{ m}^3/\text{s}$. El sistema hidráulico esta compuesto por: a) Conducto común de aprox. 8 m de diámetro y 1.550 m de largo entre embalse y chimenea de equilibrio; b) Conducto común de aprox. 7.7 m de diámetro y 328 m de largo entre chimenea de

equilibrio y punto de “trifurcación” o punto de inicio de tubería común a turbinas 2 y 3 y de tuberías individuales (penstocks) a turbinas 1 y 4; c) Conducto común para turbinas 2 y 3 de aprox. 5.3 m de diámetro y 20 m de largo Punto de “trifurcación” y punto de “bifurcación” o punto de inicio de tuberías individuales (penstocks) a turbinas 2 y 3; d) Tuberías individuales (penstocks) para cada turbina de 3.7 m de diámetro y 10 m a 60 m (dependiendo de la turbina); y e) Cámaras espirales y conducto de descarga de cada turbina.

La presión (h_{ST}) al inicio del conducto común entre chimenea de equilibrio y “trifurcación” es [7]:

$$h_{ST} = \frac{q_{ST}}{A_{ST} * s} + \frac{q_{ST} * |q_{ST}|}{C_{ST}^2} \quad q_{ST} = q_R - q_T = \frac{h_0 - (C_R * q_R)^2 - h_{ST}}{T_{WR} * s} - q_T \quad (1)$$

Con las variables expresadas en por unidad (pu), siendo la presión nominal igual al salto estático (h_0) y caudal nominal igual a $4*88 \text{ m}^3/\text{s}$, donde q_{ST} es el caudal (positivo o negativo) a través del orificio de restricción de la chimenea de equilibrio, q_R es el caudal tomado del embalse y q_T es el caudal en las turbinas.

C_R y T_{WR} son respectivamente el coeficiente de pérdida de presión y la constante de tiempo de aceleración del agua del conducto común considerado, A_{ST} es el área de la chimenea de equilibrio y C_{ST} es el coeficiente de pérdida de presión en el orificio de restricción. La presión (h_{TRI}) en por unidad en la “trifurcación” está dada por [7]:

$$h_{TRI} = h_{ST} - T_{WTRI} * \frac{dq_T}{dt} - \left(\frac{q_T}{C_{TRI}} \right)^2 \quad (2)$$

Siendo nuevamente el caudal nominal igual a $4*88 \text{ m}^3/\text{s}$. C_{TRI} y T_{WTRI} son respectivamente el coeficiente de pérdida de presión y la constante de tiempo de aceleración del agua del conducto común considerado, al igual que q_T y dq_T/dt son respectivamente el caudal y su derivada en dicho conducto común. Finalmente, la presión (h_{BI}) en por unidad en la “bifurcación” está dada por [7]:

$$h_{BI} = h_{TRI} - T_{WBI} * \frac{dq_P}{dt} - \left(\frac{q_P}{C_{BI}} \right)^2 \quad (3)$$

Siendo ahora el caudal nominal igual a $2*88 \text{ m}^3/\text{s}$. C_{BI} y T_{WBI} son respectivamente el coeficiente de pérdida de presión y la constante de tiempo de aceleración del agua del conducto común considerado, al igual que q_P y dq_P/dt son respectivamente el caudal y su derivada en dicho conducto común.

Regulador de velocidad (Governor): El regulador de velocidad es un control tipo proporcional con estatismo transitorio. La posición del distribuidor (gate) es controlada por un servo-posicionador hidráulico de doble etapa (válvula piloto y servo-motor) [7] que son representados por un filtro de primer orden, un limitador de velocidad y un integrador con límites anti-windup.

La señal de control (cs_{PV}) para la válvula piloto es:

$$cs_{PV} = (n_{REF} - n) - \left(R_p + R_t \cdot \frac{s \cdot T_R}{1 + s \cdot T_R} \right) \cdot sm \quad (4)$$

Con todas las variables expresadas en por unidad, y donde n_{REF} es la referencia de velocidad, n es la velocidad, sm es la salida del servo-motor, R_p es el estatismo permanente, R_t es el estatismo transitorio y T_R es la constante de tiempo de reset o washout. El estatismo permanente (R_p) determina las características de regulación de velocidad en condiciones de estado estacionario. Debido a que el servo-posicionador es un control del tipo integral, en estado estacionario la posición del distribuidor (gate) resulta igual a la salida del servomotor (sm):

$$gate = \frac{n_{REF} - n}{R_p} \quad (5)$$

El estatismo transitorio disminuye la ganancia para desviaciones rápidas de frecuencia para tener una operación estable teniendo en cuenta la característica de “respuesta inversa” de la potencia para cambios en la posición del distribuidor (gate).

Turbina: La turbina es representada con un modelo no lineal de segundo orden asumiendo columna de agua no elástica [7]. El caudal (q) por la turbina es:

$$q = \frac{gate}{\sqrt{h}} \quad (6)$$

Con todas las variables expresadas en por unidad, siendo el caudal nominal igual a 88 m³/s, y donde h es la presión en donde comienza el conducto individual (h_{TRI}/h_{BI}) de cada turbina. El incremento del nivel de descarga (Δh_{TR}) por sobre su valor mínimo, conjuntamente con la caída de presión (h_L) por fricción en los conductos individuales y las presiones en el comienzo de los conductos individuales (h_{TRI}/h_{BI}) permiten calcular la derivada del caudal con el uso de la ley de los momentos:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{h_{TRI/BI} - \Delta h_{TR} - h_L - h}{T_W} \quad (7)$$

Con todas las variables expresadas en por unidad, siendo T_{WR} la constante de tiempo de aceleración del agua. De los diagramas colinares de la turbina se extrae la función de eficiencia (eta) que es aproximada con una función cuadrática del caudal [9]:

$$eta = f(q) = c_2 \cdot q^2 + c_1 \cdot q + c_0 \quad (8)$$

En esta expresión resulta **eta** = 0 para el caudal necesario para marcha sin carga. Finalmente, la potencia mecánica (pm), expresada en por unidad de 118 MW, es:

$$pm = eta \cdot q \cdot h \quad (9)$$

Las **Figs. 1 y 2** muestran un ensayo de rechazo de 32 MW de una turbina, permaneciendo en servicio las otras 3 turbinas con 90 MW cada una. La **Fig. 1** muestra las siguientes variables medidas y simuladas de la turbina rechazada: posición de distribuidor (g), velocidad (n) y presión en turbina (h), conjuntamente con. La **Fig. 1** también muestra la potencia eléctrica (PE) medida y la potencia mecánica (PM) simulada. Se observa la respuesta inversa inicial de la potencia y de la presión de turbina a los cambios en la posición del distribuidor. La **Fig. 2** muestra las siguientes variables de una de las tres turbinas que quedaron en servicio: presión en turbina (h) medida y simulada, y la potencia eléctrica (PE) medida y la potencia mecánica (PM) simulada.

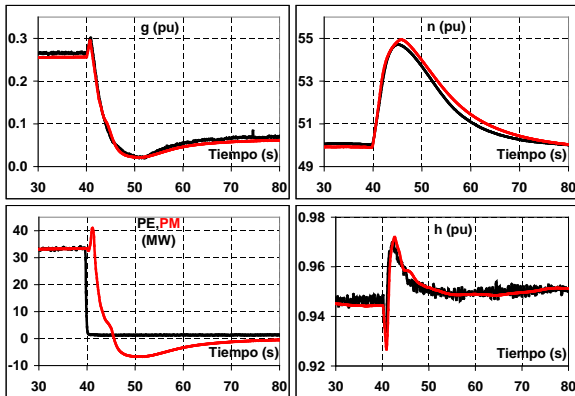


Fig. 1. Ensayo Rechazo de carga. Unidad rechazada. Mediciones en negro y simulaciones en rojo

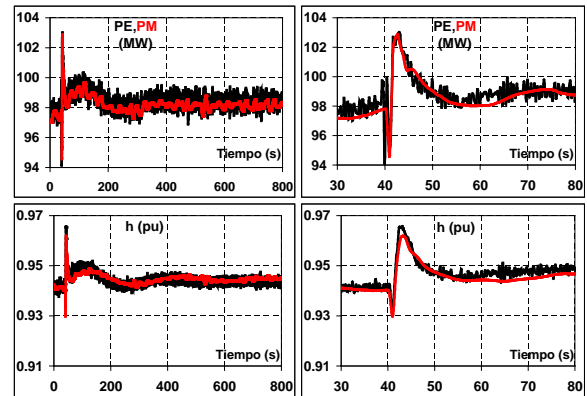


Fig. 2. Ensayo Rechazo de carga. Unidad en servicio. Mediciones en negro y simulaciones en rojo

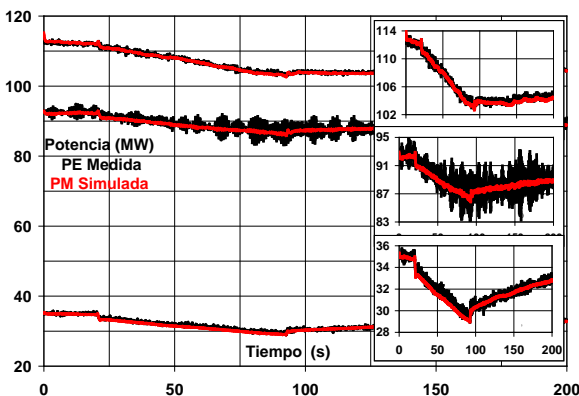


Fig. 3. Ensayos pequeño pulso referencia velocidad. Mediciones en negro y simulaciones en rojo

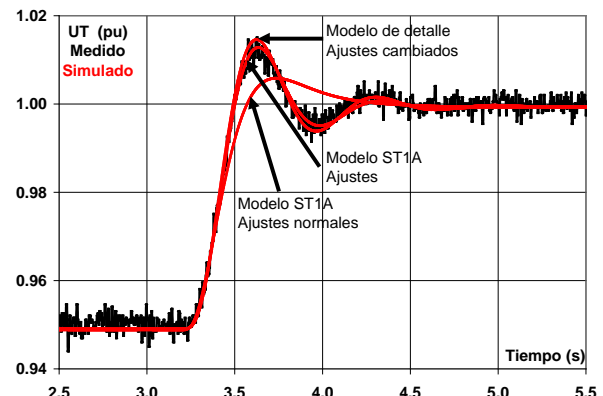


Fig. 4. Ensayo escalón referencia tensión. Medición en negro y simulaciones en rojo

En los gráficos de lado derecho e izquierdo son mostradas las mismas variables en diferentes escalas de tiempo. Se alcanza a apreciar una oscilación de muy baja frecuencia (período aprox. de 300 s) debido al caudal que ingresa-egresa en la chimenea de equilibrio. La **Fig. 3** muestra tres ensayos realizados a distintos niveles de potencia aplicando pulsos de varias decenas de segundos de duración en la referencia de velocidad. Se muestra la potencia eléctrica (PE) medida y la potencia mecánica (PM) simulada con los modelos descritos. En el lado derecho de **Fig. 2** se observan ampliaciones verticales de cada ensayo. En el ensayo realizado a aprox. 90 MW se observa el fenómeno de “surging” en la potencia eléctrica (PE) medida. Se observa una buena reproducción de los ensayos con los modelos descritos. Finalmente, se observa que los modelos reproducen muy bien los estados transitorios y estacionarios de todas las variables involucradas, máxime teniendo en cuenta que las simulaciones fueron realizadas a lazo abierto. Finalmente, se observa que los modelos reproducen muy bien los estados transitorios y estacionarios de todas las variables involucradas, máxime teniendo en cuenta que las simulaciones fueron realizadas a lazo abierto.

Sistema de Excitación: Se utilizó el modelo ST1A de IEEE [13] para representar el Sistema de Excitación. La excitación es del tipo estática con inversión de polaridad. El rectificador controlado se alimenta desde un transformador de excitación conectado a bornes de máquina. Los ensayos fueron realizados con los ajustes normales y con otros juegos de ajustes para identificar la estructura del sistema de control. Por ejemplo, en **Fig. 4** se muestra la evolución de la tensión terminal (UT) medida y simuladas con el modelo EST1A y el modelo de detalle para un ensayo de escalón pequeño aplicado a la referencia de tensión [14]. El ensayo fue realizado con ajustes cambiados en el control de excitación. Se observa una buena concordancia entre UT medida durante el ensayo y simulada con el modelo EST1A. También se muestra la UT simulada con modelo EST1A para el caso de ajustes normales.

Estabilizador de Potencia: Para el Estabilizador de Potencia (PSS) se utiliza el modelo PWX5P5 [5] que es equivalente al modelo PSS2A [13]. Al igual que el PSS real, este modelo puede reducir la constante de tiempo del filtro “wash-out” que evitan que el PSS provoque grandes excursiones de la tensión terminal cuando tienen lugar grandes perturbaciones en la frecuencia. El modelo PWX5P5 tiene incorporada la lógica de conexión-desconexión de la salida cuando esta salida y la tensión terminal están fuera de bandas establecidas. Asimismo, el modelo también incorpora la lógica de reducción de ganancia estática cuando la potencia está dentro de la banda de “surging hidráulico” [5]. Los ajustes de los PSS fueron definidos y verificados mediante ensayos hace varios años [1]-[2]. Recientemente fueron reajustados los límites de salida, la ganancia estática, los límites de la banda de “surging” y el porcentaje de ganancia estática para operación dentro de la banda de “surging” [5].

INCIDENTE DEL 14-12-2006

Descripción del incidente: A las 9:08 de la mañana del 14 de diciembre de 2006, ocurrió un corto-circuito trifásico a tierra en lado 33kV de uno de los transformadores de 330/33 kV que alimenta la planta de Aluar en Puerto Madryn. El despeje de la falla produjo una desconexión de carga de 126 MW en la planta de Aluar. En **Fig. 5** se muestra el flujo de potencia previo a la falla en el SIP Norte. Central Futaleufú estaba operando con 4 turbinas a 112 MW c/una y con 2 líneas de 330 kV. Los automatismos para control de tensión en Puerto Madryn realizaron secuencialmente las siguientes acciones: **a)** Disparo de 3 bancos de capacitores de 20 MVr c/uno en la planta de Aluar; **b)** Conexión secuencial de un reactor shunt de 50 MVAr en cada línea de 330 kV; y **c)** Disparo de una línea de 330 kV con su reactor shunt se alcanzó 350 kV (actualmente reajustado a 360 kV). Los automatismos para asegurar la estabilidad transitoria realizaron secuencialmente las siguientes acciones: **a)** Disparo de la primera turbina de Futaleufú originado por pérdida de carga en Aluar; y **b)** Disparo de la segunda turbina de Futaleufú originado por el disparo de una línea de 330 kV. En tales condiciones, en servicio 1 línea de 330 kV y 2 turbinas en Futaleufú, se produjo una oscilación de amplitud creciente hasta que la tercera turbina de Futaleufú fue desconectada por una protección que detecta la presencia de oscilaciones de gran amplitud en las líneas de 330 kV. Finalmente, la última turbina fue disparada por una protección temporizada de corriente estatórica debido al incremento de potencia de 112 MW a 145 MW.

Reproducción del incidente: Las **Figs. 6 a 11** muestran variables medidas y simuladas correspondientes al incidente del 14-12-2006. En **Fig. 6** se muestra un registro de la potencia eléctrica (PE) total suministrada por Central Futaleufú (muestras c/0.25 s), y también muestra la misma potencia eléctrica obtenida con el programa PSS/E de Siemens utilizando los modelos previamente descritos. La simulación confirma la presencia de la oscilación electromecánica inestable cuando se opera con 2 turbinas en Futaleufú y 1 sola línea de 330 kV cuando estas turbinas aumentan su potencia desde los 118 MW iniciales hasta más de 140 MW. Este aumento de potencia es causado por el aumento transitorio de la presión en las turbinas originado por la derivada negativa del caudal en las turbinas desconectadas y por la reducción de las pérdidas de carga o pérdidas por fricción debido a la disminución del caudal en los conductos.

La **Fig. 7** muestra la evolución a más largo plazo del nivel de agua en la chimenea de equilibrio y en la descarga. La **Fig. 8** muestra que las potencias mecánica (PM) y eléctrica (PE) de la última turbina desconectada (unidad 1) se incrementaron desde 112 MW a casi 150 MW, o sea un incremento de más de 0.3 pu de la potencia nominal de la turbina, hasta que la turbina fue desconectada por la protección temporizada de corriente estatórica.

Soluciones adoptadas: Varios estudios fueron realizados para analizar nuevos ajustes de sistemas de control y nuevos automatismos de modo tal de lograr una operación estable luego de la desconexión por falla de una línea. Las soluciones adoptadas fueron: Reajuste de PSS y reducción automática de generación (RAG).

a) **Reajuste de PSS:** La simulación mostrada en la **Fig. 9** indica que la salida de los PSS de Futaleufú alcanzaron sus límites (± 0.0263 pu). Estos límites de salida son inferiores a los típicamente usados (de ± 0.05 pu a ± 0.1 pu). La **Fig. 9** también muestra otra simulación del incidente del 14-12-2006 con la salida de los PSS reajustada a ± 0.05 pu donde se observa que la salida del PSS limita levemente en las 2 primeras excursiones negativas. Finalmente, las simulaciones mostradas en **Fig. 10** muestran la evolución de la potencia eléctrica (PE) total suministrada por Central Futaleufú para los casos sin y con reajuste a ± 0.05 pu de los límites de salida de los PSS. Reajustando los límites de los PSS resulta dinámicamente estable operar con 2 turbinas en Futaleufú luego de la desconexión de una línea de 330 kV. Estos límites fueron reajustados, al igual que la ganancia estática, los límites de la banda de "surging" y el porcentaje de ganancia estática para operación dentro de la banda de "surging" [5].

b) **Reducción Automática de Generación (RAG):** También se observa que debe limitarse el valor final que alcanza la potencia eléctrica para aumentar el amortiguamiento de la oscilación y para evitar la actuación de la protección de máxima corriente estatórica. Para tal fin se incorporó un mecanismo de RAG. Esta RAG se realiza mediante la disminución de la apertura del distribuidor (g) a un valor prefijado (0.6 pu) tal que la potencia final con dos turbinas en servicio esté acotada entre 90 MW y 120 MW cualquiera sea el nivel del embalse. El valor mínimo está por encima de la banda de "surging" mientras que el valor máximo permite operar la turbina en forma permanente, además de no superarse 240 MW transmitidos por la línea de 330 kV que asegura una operación estable. Se realizaron simulaciones para niveles de embalse extremos, 480 m y 492 m s.n.m., ya que el comportamiento dinámico durante el transitorio y el estado estacionario final de la potencia mecánica en la turbina depende del nivel en el embalse. También se realizaron simulaciones para distintos despacho en Futaleufú, 4, 3 ó 2 turbinas en servicio.

La **Fig. 11** muestra la simulación de la desconexión por falla de una línea de 330 kV con Futaleufú operando con 4 turbinas con 112 MW c/una, para un nivel de embalse de 492 m.s.n.m. y utilizando las siguientes acciones automáticas y reajustes del PSS: **Caso a:** DAG de 3 turbinas; **Caso b:** DAG de 2 turbinas y RAG en las otras 2 turbinas; y **Caso c:** DAG de 2 turbinas, RAG en las otras 2 turbinas y reajuste de límites de PSS a ± 0.05 pu. Para los **casos b** y **c** donde se utiliza RAG, las potencias eléctricas post-falla de estado estacionario resultan entre 91 MW y 103 MW para niveles de embalse de 480 m y 492 m respectivamente, y se alcanzan a los 20 s aprox.

Las potencias eléctricas se incrementan aprox. 12 MW (aprox. 10 % del valor nominal de 118 MW) ya que la presión en la turbina aumenta 15 m (aprox. 10 % del valor nominal de 155 m) luego que finaliza la oscilación de muy baja frecuencia (aprox. 300 s de periodo) que se establece entre la toma de agua y la chimenea de equilibrio, ver **Fig. 7**.

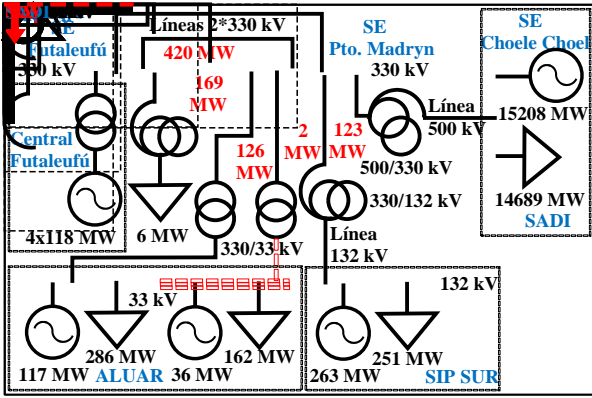


Fig. 5. Incidente 14-12-2006. Flujo pre-falla. Falla en barra 33 kV de Aluar (trazo rojo discontinuo)

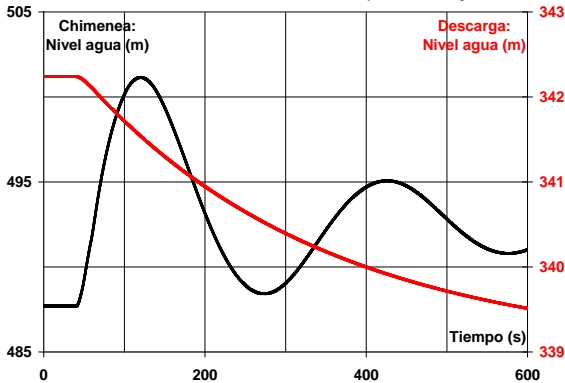


Fig. 7. Incidente 14-12-2006. Simulación niveles de agua en chimenea (negro) y en descarga (rojo)

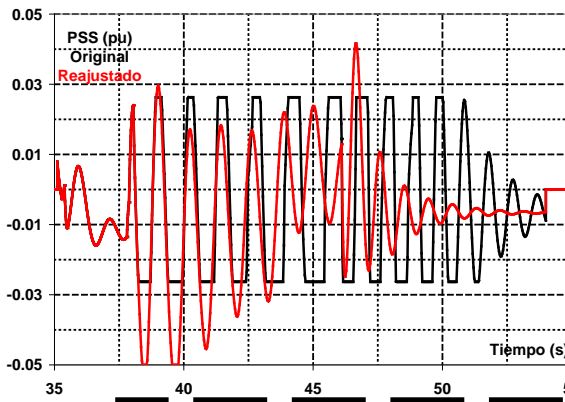


Fig. 9. Incidente 14-12-2006. Simulación salida PSS con PSS original (negro) y reajustado (rojo)

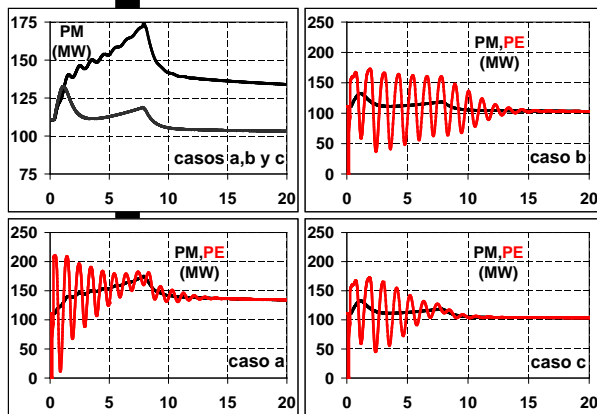


Fig. 11. Nivel embalse=492 m.s.n.m. Casos a, b y c. Simulación pot. mecánica (negro) y eléctrica (rojo)

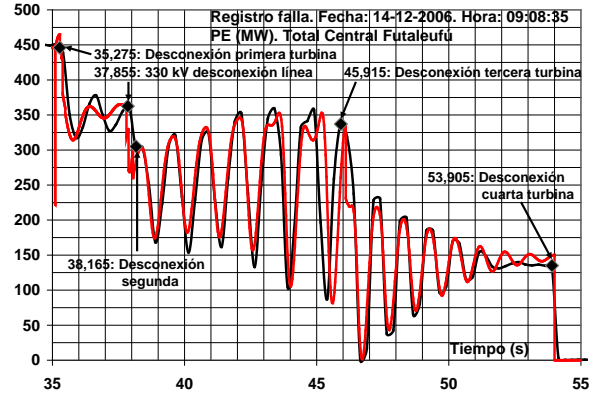


Fig. 6. Incidente 14-12-2006. Potencia eléctrica (PE) central Futaleufú medida (negro) y simulada (rojo)

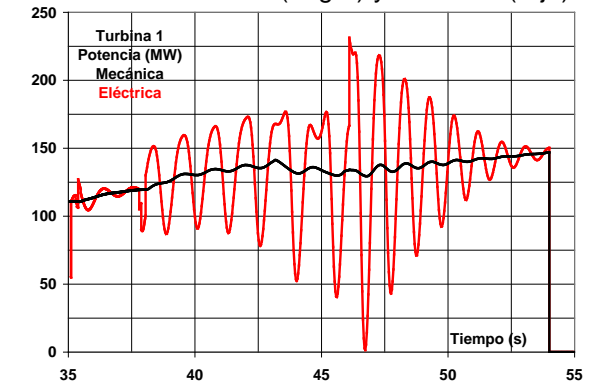


Fig. 8. Incidente 14-12-2006. Turbina 1. Simulación potencias mecánica (negro) y eléctrica (rojo)

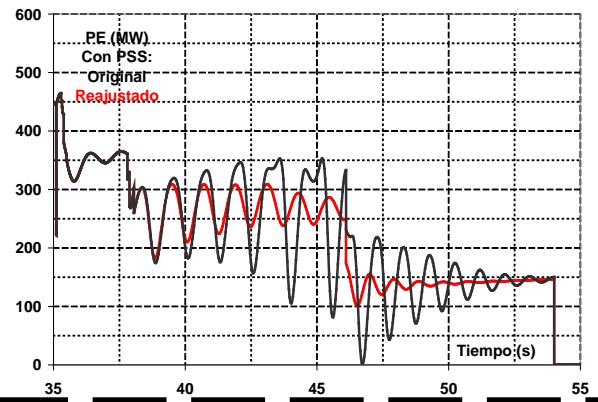


Fig. 10. Incidente 14-12-2006. Potencia eléctrica (PE) medida (negro) y simulada (rojo) con PSS reajustado

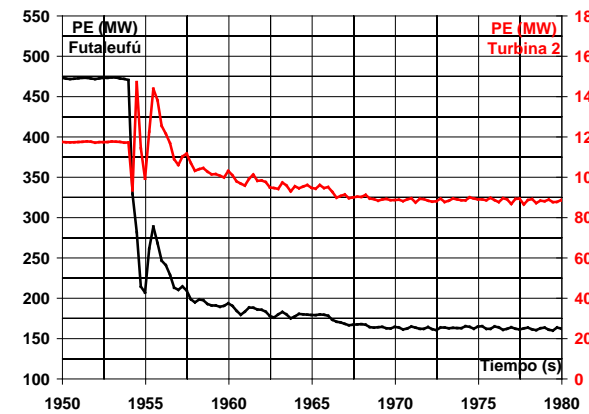


Fig. 12. Incidente 18-05-2008. Potencia eléctrica Futaleufú: total central (negro) y turbina 2 (rojo)

Los valores finales de la potencia eléctrica ($91+12=103$ MW y $103+12=115$ MW para niveles de embalse de 480 m y 492 m respectivamente) no alcanzan para hacer actuar la protección temporizada de máxima corriente estatórica.

INCIDENTE DEL 18-05-2008

A las 15:21:01 del 18-05-2008 y con Futaleufú operando con 4 x 118 MW, se produjo la desconexión por falla de una línea de 330 kV que generó la DAG de 2 turbinas y la RAG de las otras 2 turbinas que quedaron en servicio. En **Fig. 12** se muestran respectivamente el registro de la potencia total generada en central Futaleufú y por la turbina 2 que quedó en servicio. Se observa que luego de 2 ciclos de oscilación casi sostenida, la oscilación se amortigua rápidamente debido a la RAG que reduce la potencia transmitida. En este incidente quedó demostrada la eficacia del reajuste de los PSS y de la RAG para obtener un comportamiento post-falla estable.

CONCLUSIONES

Este trabajo destaca la importancia de emplear modelos precisos en los estudios del sistema eléctrico. También pone de manifiesto la necesidad de verificar los resultados de los estudios con mediciones, ensayos de campo y reproducción de incidentes.

Citas bibliográficas

- [1] Agüero, Beroqui, "Electromechanical Oscillation Damping in one Hydraulic Central", *IEEE 1999 PES Summer Meeting*, Edmonton, Alberta, Canada, July 1999, Conference Proceedings, Vol. N° 2, pp. 1330-1335.
- [2] Agüero, Beroqui, "PSS Tuning in Generators located in a Manufacture Plant of Aluminum", *IEEE 2000 PES Summer Meeting*, Seattle, EEUU, July 2000, Conference Proceedings, Vol. N° 3, pp. 1901-1905.
- [3] Agüero, Barbieri, Bianchi Lastra, Mastronardi, Molina, "Hydropower Plant Models: Water Supply System, Turbine and Governor. Model Validation: On Site Tests and Grid Fault Simulation", *XCLEE, 10th Portuguese-Spanish Congress in Electrical Engineering, Funchal, Portugal, July 2007*, Conference Proceedings, pp. 1.1-1.4.
- [4] Agüero, Barbieri, Bianchi Lastra, Beroqui, Cosatti, "Desconexión de una línea de 330 kV. Análisis del incidente de fecha 14/03/06". Informe Técnico 1091, IITREE-LAT, FI, UNLP. Abril, 2006
- [5] Molina, Mastronardi, Lo Giudice, Belkenoff, Beroqui, Agüero, "Oscilación en la Central Hidroeléctrica Futaleufú. Diagnóstico y solución del problema", *XII ERIAC, Décimo Segundo Encuentro Regional Ibero Americano de CIGRÉ*, Mayo 2007, Foz de Iguazú, Paraná, Brasil, C1-05.
- [6] Agüero, Arnera, Barbieri, Beroqui, Bianchi Lastra, Mastronardi, Molina, "Hydraulic Transients in Hydropower Plant. Impact on Power System Dynamic Stability", *IEEE Power & Energy Society 2008 General Meeting*, Pittsburgh, Pennsylvania, EEUU, 20-24 July 2008, Conference Proceedings, ISBN: 978-1-4244-1906-7.
- [7] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for system Dynamic Performance Studies, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for Dynamic Studies", *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 7, No. 1, February 1992, pp. 167-179.
- [8] Vournas, "Second Order Hydraulic Turbine Models for Multimachine Stability Studies", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 5, No. 2, June 1990, pp. 239-244.
- [9] De Jaeger, Janssens, Malfliet, Van de Meulebroeke, "Hydro Turbine Model for System Dynamic Studies", *IEEE Transaction on Power System*, Vol.9, No. 4, November 1994, pp. 1709-1715.
- [10] Trudnowski, Agee, "Identifying a Hydraulic-Turbine Model from Measured Field Data", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, Vol. 10, No. 4, December 1995, pp. 768-773.
- [11] Souza Jr., Barbieri, Santos, "Study of Hydraulic transients in Hydropower plants through Simulation of Nonlinear Model of Penstock and Hydraulic Turbine Model", *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 14, No. 4, November 1999, pp. 1269-1272.
- [12] Hannett, Feltes, Fardanesh, Crean, "Modeling and Control Tuning of a Hydro Station with Units Sharing a Common Penstock Section", *IEEE Trans. on Power System*, Vol. 14, No. 4, November 1999, pp. 1407-1414.
- [13] *Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Std. 421.5, 1992.
- [14] *Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems*, IEEE Std. 421.2, 1990.