

COMPENSACIÓN DE ERRORES EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE USADOS EN REDES DE ALTA TENSIÓN

Alejandro Santos, Daniel Slomovitz
UTE LABORATORIO,
asantos@ute.com.uy

Resumen—Se describe una técnica para compensar los errores de transformadores de medida. Se muestra un ejemplo para transformadores instalados dentro de interruptores en redes de 150 kV. Errores de relación iniciales en el orden de 4% y de fase alrededor de 20 min se redujeron a 0.1% y 6 min después de la compensación.

Palabras clave— Exactitud, Compensación, Transformadores de corriente, Errores.

I. INTRODUCCIÓN

Los procesos de privatización de empresas eléctricas han llevado a la necesidad de medir energía con exactitud alta en puntos de redes de alta tensión que no se previeron para esa exactitud. Hoy día, la mayoría de las regulaciones requiere medidas de energía dentro del 0.2% en las plantas generadoras, subestaciones de alta tensión, y puntos de fronteras, aunque los dispositivos originales se diseñaron para 0.5%, 1% o exactitud aun peor.

Mejorar la calidad de la medida quiere mejorar los medidores y los transformadores de medida. La tarea más fácil es reemplazar los medidores por nuevos, electrónicos, de clase 0.2 [1]. En cuanto a los transformadores de medida, es costoso cambiarlos, y en algunos casos, ellos son parte de otros equipos. Éste es el caso analizado en este trabajo, donde se descubrió una diferencia significativa, en una planta hidroeléctrica, entre las medidas de energía directas y la energía computada por otros medios. Después de reparar el sistema de medida, se concluyó que el problema fue causado por los transformadores de corriente. Estos transformadores se encuentran dentro de los interruptores de alta tensión conectados al transformador de potencia a la salida de cada generador. Sus relaciones nominales son: 150 A, 200 A, 300 A, 400 A, 500 A y 600 A a 5 A, seleccionables desde un tablero externo.

Originalmente, los transformadores se conectaron a la relación 150 A /5 A. La corriente nominal de los generadores (a nivel de 150 kV) es 120 A, y la carga del transformador es 15 VA. Los resultados de una primera prueba mostraron errores de relación de -15% y 155 min al 5% de la corriente nominal, y -4% y 20 min al 100% de la corriente nominal. Estos grandes errores no pueden admitirse en medidas de energía de alta precisión. Los errores eran casi los mismos para todos los transformadores (12 unidades).

Este trabajo muestra una solución alternativa a reemplazar los transformadores, mejorando su actuaciones usando técnicas de compensación.

II. MODELO DEL TRANSFORMADOR

A. Origen de los errores

Los transformadores pueden ser modelados por el circuito mostrado en la Fig. 1 (relación 1:1), donde Z_1 y Z_2 son las impedancias serie primarias y secundarias.

$$Z_1 = R_1 + jX_1, \quad Z_2 = R_2 + jX_2 \quad (1)$$

R_i son las resistencias y X_i las reactancias inductivas. Z_0 es la impedancia magnetizante, modelada por una resistencia R_0 en paralelo con un inductor (reactancia X_0). Su comportamiento no-lineal se tiene en cuenta modificando sus valores en función de la tensión de trabajo (a través de Z_0).

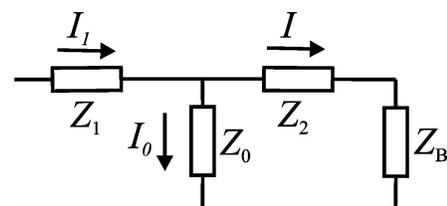


Fig. 1. Circuito equivalente del transformador de corriente

$$\frac{1}{Z_0} = \frac{1}{R_0} - j \frac{1}{X_0} \quad (2)$$

Z_B es la impedancia de carga. Aunque se consideran comportamientos no-lineales, el análisis sinusoidal se usa porque los transformadores actuales se diseñan lejos de saturación, por lo que las distorsiones de las formas de onda son bajas.

Los errores, a frecuencias bajas, son debidos a la corriente magnetizando a través de Z_0 (I_0). Esta corriente no circula por la impedancia de carga. Por tanto, la relación real k_r vale

$$k_r = \frac{I_1 - I_0}{I_1} = 1 - \frac{I_0}{I_1} \quad (3)$$

donde I_1 es la corriente de la entrada. Para reducir los errores, Z_0 debe ser tan grande como sea posible. Esto significa usar núcleos de alta calidad, grandes secciones de cobre, longitud magnética pequeña y gran número de espiras. En el caso analizado, sólo el último parámetro es posible cambiarlo, cambiando la relación nominal. El número más grande corresponde a la relación 600/5. El valor de la corriente primaria nominal para esta relación está lejos de la corriente real (120 A), pero los medidores electrónicos modernos tienen errores muy bajos aunque la corriente sea una fracción pequeña de la nominal.

Las Fig. 2 a 5 muestran los errores medidos, confirmando la reducción de error del transformador.

B. Ensayos del transformador

Los errores originales de relación y de desfase de los transformadores, para la relación 150/5 se muestran en las Fig. 2 y 3, y para la relación 600/5, en las Fig., 4 y 5.

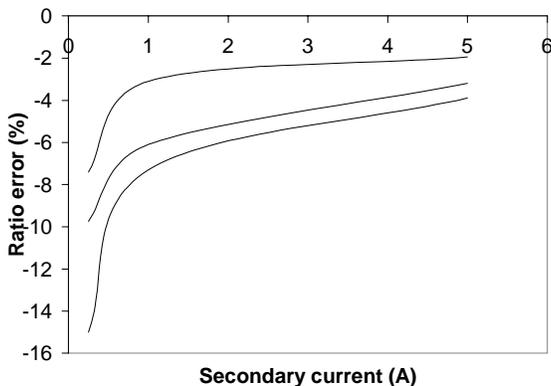


Fig. 2. Error de relación del transformador original en relación 150/5 para cargas: 0 VA (curva superior), 7.5 VA (curva media) y 15 VA (curva inferior).

Todos ellos fueron medidos con cargas de 0 VA, 7.5 VA y 15 VA, $\cos \phi=0.8$ (inductivo). Los errores disminuyen a medida que la carga se aproxima a cero. Los errores de relación son 10 veces más bajos para la relación 600/5, y los errores de fase, 4 veces menor.

Se evaluaron las impedancias magnetizantes del modelo del transformador a partir de ensayos en vacío (secundario abierto). De esta manera, fue medida la corriente magnetizante (I_0) (parte real y parte imaginaria) contra el voltaje aplicado. Se calcularon la conductancia $1/R_0$ y la susceptancia $1/X_0$ de la rama magnetizante. Las Fig. 6 y 7 muestran el comportamiento de ambos parámetros.

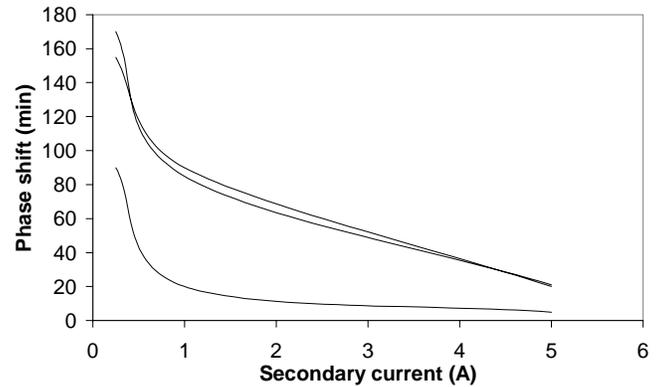


Fig. 3. Desfase del transformador original a 150 A/5 A. Cargas: 0 VA (curva inferior), 7.5 VA (curva central) y 15 VA (curva superior).

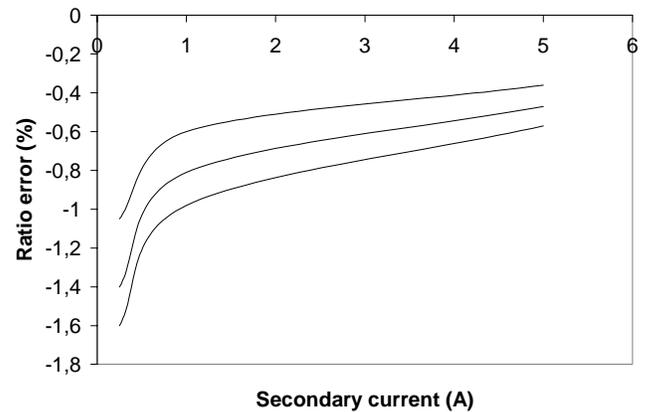


Fig. 4. Error de relación del transformador original a 600 A/5 A. Cargas: 0 VA (curva superior), 7.5 VA (curva media) y 15 VA (curva inferior).

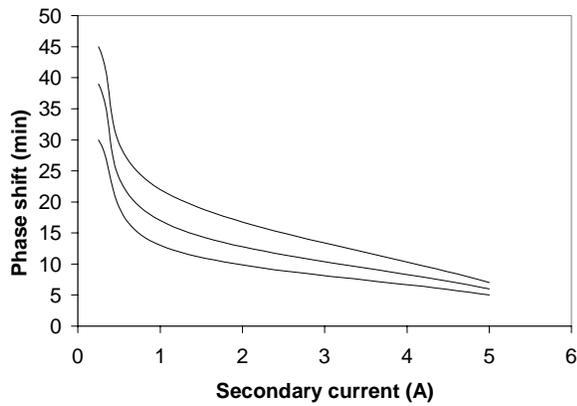


Fig. 5. Desfasaje del transformador original, a 600 A/5 A. Cargas: 0 VA (curva inferior), 7.5 VA (curva media) y 15 VA (curva superior).

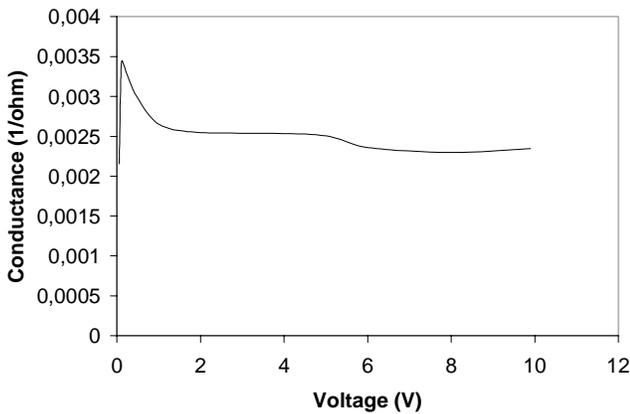


Fig. 6. Variación de la conductancia $1/R_0$ versus el voltaje de salida.

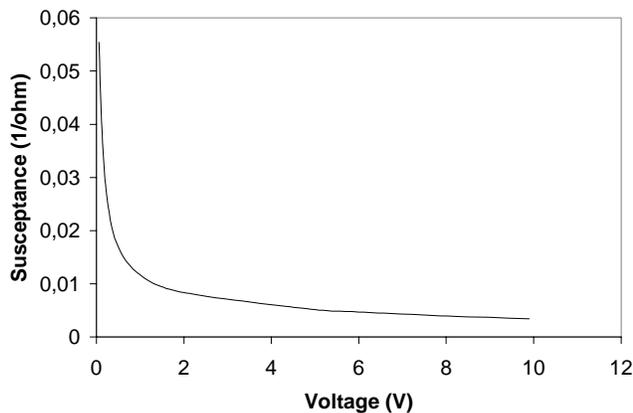


Fig. 7. Variación de la susceptancia $1/X_0$ versus el voltaje de salida.

Mientras la parte real permanece prácticamente constante por todo el rango de voltaje, el componente inductivo varía entre $0.06 \Omega^{-1}$ y $0.005 \Omega^{-1}$, dependiendo del voltaje de carga. Este componente tiene más influencia en los errores que el resistivo. Esto significa que usando una impedancia fija, en paralelo con la carga que compense el componente

inductivo, el error total puede reducirse grandemente. Esa impedancia debe ser un condensador.

III. MÉTODO DE COMPENSACIÓN

En primer lugar, el conmutador de relación de todos los transformadores se movió a la relación 600/5. Después de eso, los transformadores encajaron en la clase 1, según IEC [2]. Pero, las regulaciones requieren clase 0.2. Este paso se hizo con el dispositivo compensador. Han sido propuestos métodos para reducir errores [3], [4], pero todos ellos usan dispositivos activos. Un método más simple se propone en este trabajo, usando sólo componentes pasivos. Como la parte inductiva es la principal en la impedancia magnetizante, se instaló un condensador en paralelo con la carga. Su valor se estimó a partir de la prueba en vacío en $15 \mu\text{F}$, y un ajuste final se hizo durante la calibración. Este valor se ajusta a la susceptancia correspondiente a cargas altas (ver Fig. 7). Para cargas bajas, hay una sobrecompensación, pero todavía es posible llegar a la clase 0.2.

Para los errores de relación, toda la curva (ver Fig. 4) se traslada a valores negativos. Es posible hacer esto usando un transformador auxiliar. La Fig. 8 muestra el diagrama de conexión. Su bobinado primario está en serie con la carga (corriente I), y su bobinado secundario se conecta en paralelo con el bobinado secundario del transformador a ser compensado. De esta manera, una pequeña corriente I_c se inyecta en la carga. Su valor es

$$I_c = I r_a \quad (4)$$

siendo r_a la relación del transformador auxiliar. Por lo tanto, la corriente de carga es aumentada por un coeficiente fijo $(1+r_a)$, y toda la curva de error de relación se varía con el mismo valor. Este transformador auxiliar tiene un pequeño núcleo toroidal, con una corriente de vacío mucho mas baja que la del transformador principal. Las Fig. 9 y 10 muestran los componentes resistivos e inductivos. Su influencia en el transformador principal puede despreciarse.

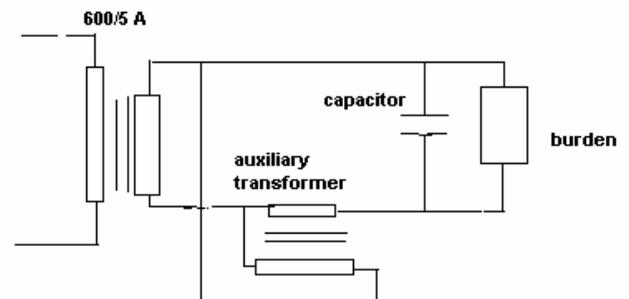


Fig. 8. Diagrama de conexión del transformador auxiliar y condensador

de compensación.

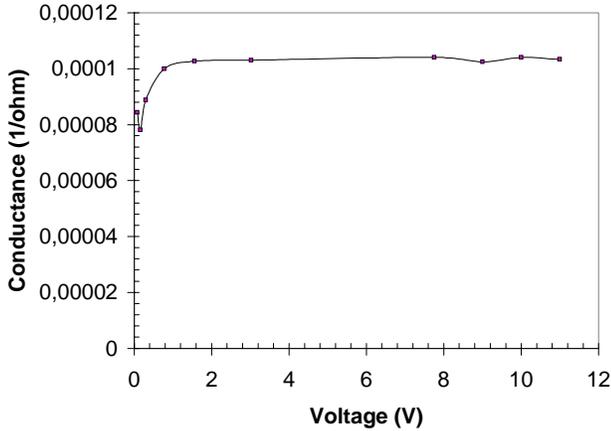


Fig. 9. Conductancia de la rama magnetizante del transformador auxiliar.

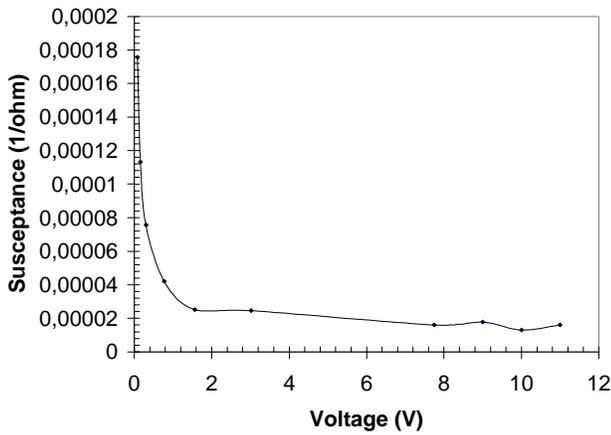


Fig. 10. Susceptancia de la rama magnetizante del transformador auxiliar

Este transformador de compensación posee derivaciones para ajustar su relación durante el proceso de calibración. Cada cambio corresponde a una relación de 0.2%.

El error final, con la compensación, se muestra en las Fig. 11 y 12, y la Tabla I. Las filas 2 a 5 muestran los errores originales, y las 6 a 9 los errores después de la compensación.

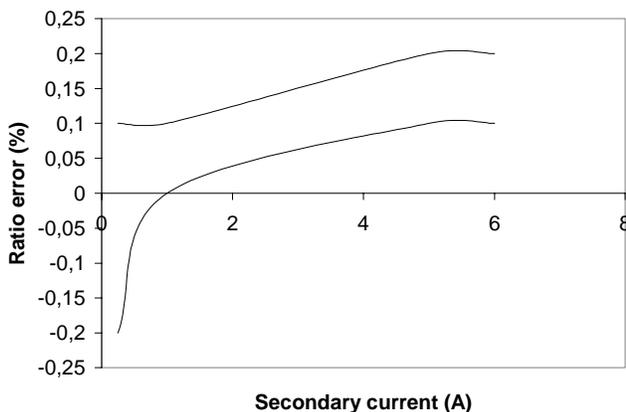


Fig. 11. Error de relación del transformador compensado a 600/5, y cargas: 3.75 VA (curva superior) y 15 VA (curva inferior).

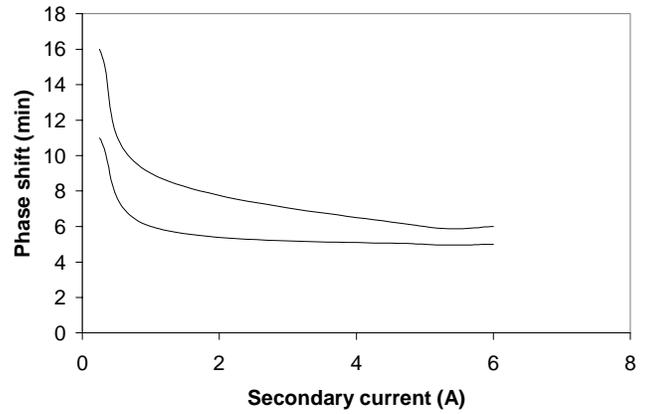


Fig. 12. Desfasaje del transformador compensado, a 600/5 y cargas: 3.75VA (curva inferior) y 15 VA (curva superior).

Una reducción en el error de relación alrededor de 40 veces fue lograda. Ambos errores, de relación y fase cumplen los límites de la clase 0.2, para las cargas entre el 25% y 100% de la nominal (15 VA), Tal como la norma requiere.

Tabla I
Errores del transformador antes de y después de la compensación.

Ratio	Burden (VA)	Current (% of I_N)	Ratio error (%)	Phase shift (min)
150/5	15	5	-15	155
		20	-7	90
		100	-4	20
		120	-4	10
600/5	15	5	-0.2	16
		20	0.0	9
		100	0.1	6
		120	0.1	6

La fotografía de Fig. 13 muestra uno de los interruptores de alta tensión mencionados. Dentro de él, se instalan dos transformadores de corriente, rodeando la parte baja de cada aislador pasante.



Higo 13. Interruptor con los transformadores de corriente compensados.

IV. CONCLUSIONES

Un método de compensación pasivo para reducir errores de los transformadores de corriente fue presentado. Agrega un condensador y un transformador auxiliar para compensar los errores de relación y desplazamiento de fase. Un banco de transformadores de corriente reales, en un sistema de 150 kV, con errores hasta el 4% fue compensado para lograr cumplir con la clase 0.2 según la norma IEC 60044.

V. REFERENCIAS

- [1] IEC Standard 62053-22 (01-2003), "Electricity metering equipment (a.c.) - Particular Requirements - Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S)."
- [2] IEC Standard 60044-1 (1996), "Instrument Transformers – Part 1: Current Transformers."
- [3] D. Slomovitz, "Electronic system for increasing the accuracy of in-service instrument-current transformers," *IEEE Trans. Instrum. Measur.*, vol. 52, No.2, pp. 408- 410, Apr. 2003.
- [4] D. Slomovitz, "Electronic error reduction system for clamp-on probes and measuring current transformers," *IEEE Trans. Instrum. Measur.*, vol. 49, No 6, pp. 1278-1281, Dec. 2000.

VI. BIOGRAFÍA



Alejandro Santos nació en Montevideo, Uruguay, en 1959. Recibió el título de Perito en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República, Uruguay, en 1983 y el grado del Ingeniero Eléctrico de la misma universidad en 2003. Trabaja en el Laboratorio de UTE como Ingeniero, y está actualmente a cargo de la Sección Baja Tensión. Ha llevado a cabo investigaciones en el campo de transformadores

de medición.



Daniel Slomovitz (M'86–SM'89) nació en Montevideo, Uruguay, en 1952. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en 1977 y Doctor en Ingeniería en 2000, en la Universidad de la República, Uruguay. Actúa como Profesor Catedrático en la misma universidad. En 1977, se incorporó al Laboratorio de UTE como Ayudante de Ing., ocupando actualmente el cargo de Jefe del Laboratorio. Ha llevado a cabo investigación

en mediciones de baja frecuencia y alto voltaje, habiendo publicado más de 80 trabajos y el libro "Mediciones Eléctricas" del IEEE.