

Calibration Voltage Transformers on-site

José Luis Casais ¹, Diego A. Schweitzer ¹

¹ Instituto Nacional de Tecnología Industrial – INTI (Argentina)

jcasais@inti.gob.ar , diego@inti.gob.ar

Abstract: This paper presents the calibration procedure for “on-site” high voltage instrument transformers and high current instrument transformers. In many countries, high voltage energy networks flows are monitoring by using Phasor Measurements Units (PMU). To accomplish this goal, it is important not only the calibration of the PMU, transformers also need to be calibrated. For over 20 years, INTI is dedicated to on-site calibration of these instruments with lower uncertainties to 0.04%

Keywords: voltage transformers (TV), current transformers (TI), ratio error, phase error, PMU, uncertainty.

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace más de 25 años, el INTI a ganado experiencia en la calibración de transformadores de medida en campo de las diferentes empresas prestatarias del servicio eléctrico, con tensiones de hasta 500 kV y corrientes de 3000 A, con clases de exactitud que rondan entre 1 y 0.2% que son comunmente usados en las redes eléctricas de la Argentina. Si un transformador de medida utilizado para facturación de energía está fuera de su clase puede representar una pérdida económica muy importante para esa empresa.

Las mediciones de energía eléctrica tanto en la generación como en las redes de transmisión y distribución de alta y media tensión, presentan en la actualidad dos desafíos importantes para las empresas generadoras y operadoras de la red. El primero es la necesidad de seguir midiendo correctamente esa energía eléctrica, con estándares adecuados a la normativa y reglamentos de cada país y a sus respectivos sistemas de calidad implementados en sus

empresas, y en segundo lugar, la adecuación de sus sistemas de medición de energía para una futura medición fasorial (PMU) en tiempo real de los flujos de energía eléctrica que manejan. Una gran diversidad de modificaciones están siendo aplicadas en muchos países a las redes eléctricas debido al concepto de las Redes Inteligentes ó Smart Grids. Esto es debido a la implementación de la generación de energías renovables como la eólica y fotovoltaica en forma distribuída en mediana ó gran escala. En este marco es necesario aumentar la confiabilidad de la operación de estas generaciones y redes eléctricas, lo que lleva a incorporar nuevas tecnologías para tener un diagnóstico en tiempo real del sistema. Ambos desafíos no solo requieren de la calibración periódica de los medidores o registradores de energía y de los PMUs (Phasor Measurement Units) sino que debe contemplarse también la calibración de los transformadores de medida instalados en las subestaciones, tanto de tensión como de corriente, responsables de entregar una señal

adecuada en baja tensión a los instrumentos medidores de energía eléctrica. Es por ello que deben conocerse los errores que estos transductores de alta y media tensión poseen, tanto en relación como en fase. Muchas empresas, en sus sistemas de facturación, corrigen por software la influencia de los errores de estos transductores a partir de los datos de origen provistos por los fabricantes de los mismos, que fueron obtenidos por mediciones dentro de un laboratorio de alta tensión. Planteamos que no es muy común, y más en las redes de alta y extra alta tensión, la verificación en campo de dichos datos de error. Hay que tener en cuenta que una vez que los transformadores de medida son instalados a la intemperie en las subestaciones, son objeto de determinadas sollicitaciones como sobretensiones de maniobra y atmosféricas, corrientes de cortocircuito y polución externa que debilita su nivel básico de aislación (BIL). Estos eventos pueden ir modificando a través del tiempo la curva de error de relación y fase de los transformadores. Las sobretensiones son las causantes principales de la modificación de los errores en los transformadores de tensión capacitivos, ya que éstos pueden variar la capacidad de la rama de alta tensión al verse dañado alguno de los tantos capacitores internos. Las altas corrientes de cortocircuito son causantes de la modificación de los errores en los transformadores de corriente, por desplazamientos ó deformaciones de los bobinados secundarios que producen variaciones del flujo disperso. Estos motivos hacen que hoy en día, el conocer en forma fina el error de fase de un transformador de medida ya instalado en una subestación sea tan importante como el conocer su error de relación. La exactitud de estas relaciones depende no solo de los transformadores de medida, sino también de la instalación, cables, fusibles y estado de las conexiones hacia los tableros de medición [1]. Para mejorar la exactitud de la medición de

energía, es entonces necesaria una calibración “on site” de los transformadores con sus cargas reales y considerando las caídas de tensión de los cables al medidor de energía.

2. ALGUNAS CONSIDERACIONES PARA CALIBRAR TV EN CAMPO

Todo el equipamiento de medición debe ser trasladado cuidadosamente en un vehículo tipo furgón. Salir a medir fuera del laboratorio implica tener que tomar algunas precauciones adicionales. El uso de patrones de tensión de laboratorio en campo, obliga a tener que hacer las mediciones de los TV desconectándolos de la red y utilizando una fuente independiente de tensión para poder realizar la curva de calibración entre el 80 y 120%.



Figura 1. Posicionando TV de referencia 500 kV debajo de la barra

Esto es solo posible en algunos casos si utilizamos fuentes resonantes de adecuada potencia, ya que los TV capacitivos pueden tomar centenares de kVA para energizarlos a tensión nominal. Los patrones de laboratorio no deben conectarse a la red por no tener el nivel de aislación adecuado a la misma. En caso de la imposibilidad de llegar a la tensión de servicio por no contar con la fuente ó de no contar con un patrón de tensión con el BIL adecuado para usar en campo a esa tensión, como puede ocurrir en 220 ó 500 kV, se debe desmontar un TV de la playa de la subestación para enviarlo al laboratorio y realizar su calibración. Éste sera nuevamente trasladado y utilizado como referencia en la subestación para la calibración del resto de los TV al valor de la tensión nominal de la red, ya que ésta no puede variarse. Debe ser colocado en una base metálica estable (*figura 1*) para luego posicionarlo debajo de la barra del transformador a calibrar y conectarlo a la misma.

Esta conexión entre la barra y el borne de AT del TV se realiza con tubos flexibles livianos de aluminio con diámetros que van de 75 mm para 132 kV hasta 150 mm para 500 kV (*figura 2*).

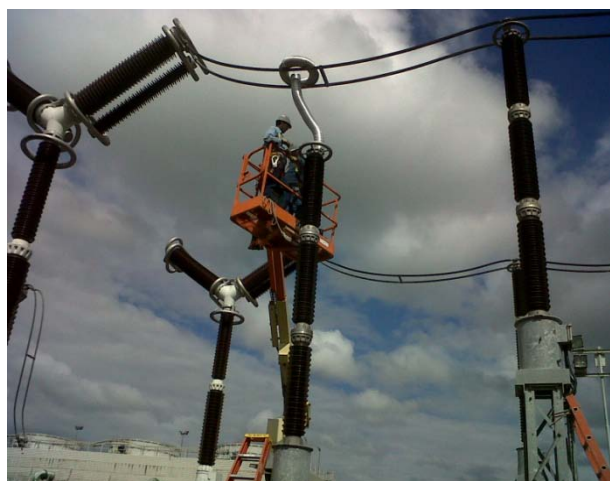


Figura 2. Conectando TV referencia en 500 kV

Esto evita la aparición efecto corona que podrá generar interferencias y ruido en el circuito de medición. Por medio del uso de un interruptor o

seccionador de barra del campo, se realiza la conexión de la barra de AT a la línea.

Cada secundario del TV se calibra sin carga (0 VA), al valor de carga instalada y a la carga nominal indicada en la placa de características. Luego se verifican estos datos con los obtenidos en anteriores mediciones para analizar su corrimiento.

Se puede medir la carga instalada mediante la utilización de un analizador de potencia por medición de tensión y corriente obteniendo potencia aparente y factor de potencia. Otros registros realizados en el lugar con instrumentos auxiliares son los de temperatura y humedad relativa.

Los cables de medición desde los bornes secundarios al puente de medición deberán ser bipolares mallados ó en su defecto cables trenzados para evitar acoplamientos e interferencias.

El instrumental de medición debe estar dispuesto a una distancia considerable de la zona con alta tensión no menor de 20 metros o debe usarse el interior de la caja del vehículo furgón de traslado como jaula de Faraday, conectando ésta a tierra.

Para evitar diferencias de potencial entre los puntos de tierra, debe utilizarse un solo nodo de tierra para toda la instalación de medición. Éste será preferiblemente el punto de tierra del transformador a ensayar que se encuentra rígidamente conectado a la red de tierra de la subestación. Todo el instrumental que necesite alimentación de baja tensión, como ser puente comparador, detector de cero, analizador de potencia, etc, deberá estar alimentado desde un transformador de aislación que soporte 10 kV entre primario y secundario.

Es también necesario calibrar el equipamiento de medición antes y después de cada viaje de calibración para asegurar mínimos corrimientos ó daños por el traslado de los equipos desde el

laboratorio hasta la subestación según lo establecen los sistemas de calidad bajo ISO 17025 [4].

Deben coordinarse junto con el personal de la subestación el análisis de las desconexiones de los cables de los secundarios de protección, ya que podría generarse una señal de falla involuntaria y dejar parte de la subestación fuera de servicio.

3. INCERTIDUMBRES

La incertidumbre asociada al transformador de referencia dependerá de cada patrón y estará dentro 0,005 y 0,01 %. Distinto es el caso de si la referencia es un TV de la subestación al cual se lo traslada al laboratorio para ser calibrado. En este caso se hará el estudio particular para poder utilizarlo como patrón y determinar su incertidumbre.

Con respecto a la variación de la curva de error del patrón con la temperatura estimamos prudente tomar una incertidumbre de 0,01% como influencia del tipo B rectangular.

El puente comparador debe tener en el rango de mayor sensibilidad una incertidumbre mejor que 0,003% para la medición de error.

La incertidumbre asociada a la influencia de los cables de medición debida a acoplamientos capacitivos que aparecen entre ellos, ó entre el cable de señal y tierra, la inducción por campos magnéticos externos, la resistencia serie etc, la estimamos del orden de 0,005% [2].

La incertidumbre asociada a otras influencias por acople capacitivo provocadas por la instalación en la subestación como ser la distancia del patrón al transformador a calibrar tambien la estimamos del orden de 0,005%.

De la evaluación de las contribuciones A y B obtenemos un total menor al 0,05 % (k=2) tanto para error de relación como para error de fase,

que consideramos suficiente para la medición en campo de los transformadores de medida de tensión y corriente [3].

4. CONCLUSIONES

El artículo muestra algunas actividades del INTI realizadas desde el año 1985 para satisfacer la calibración de transformadores de medida de alta tensión en subestaciones. Las incertidumbres asociadas en estas mediciones son suficientes para satisfacer los requisitos de calidad requeridos en la certificación de subestaciones.

5. REFERENCIAS

- [1] “ Calibración in situ de transformadores de medida en la red eléctrica” 2000 – Ricardo García , Eduardo Zaretsky - Conimed
- [2] “*In situ* Calibration of Voltage Transformers on the Swedish National Grid” 1994 - *Anders Bergman* .
- [3] “A simplified System for Calibration of CCVTs in the substation” 1982 - Hillhouse – Petersons – Sze . NBS Technical Note 1155.
- [4] “ Norma IRAM 2270 / 97” - Transformadores de Medición, Laboratorios para Ensayos de Exactitud, requerimientos de los transformadores patrones, cargas y comparadores, para los ensayos de exactitud de los transformadores de medida.