



**Megger**<sup>®</sup>

# Resultados engañosos en la prueba de aislamiento a frecuencia de línea

**CASO DE ESTUDIO**

En un transformador contaminado

# Resultados engañosos en la prueba de aislamiento a frecuencia de línea en un transformador contaminado

## Antecedentes:

A fin de reparar una bomba en el sistema de enfriamiento se retiró del servicio un transformador Dyn1 del año 1978 de 20 MVA, 69/13,09 kV, que funcionaba para una importante compañía norteamericana de servicios públicos. El equipo de mantenimiento técnico completó las reparaciones necesarias y llevó a cabo un protocolo de rutina completo de pruebas de puesta en marcha, incluida una prueba de factor de potencia (FP) a frecuencia de línea (FL) a 10 kV.

## Investigación:

- La condición de aislamiento del transformador se evaluó en el campo después de las reparaciones de la bomba.
- La prueba de capacitancia general y del factor de potencia a frecuencia de línea (FPFL) a 10 kV se realizó con el equipo de pruebas del factor de potencia (factor de disipación) DELTA4000 de Megger.
- En la Figura 1 se presentan los resultados de la prueba de FPFL obtenidos a una temperatura de aceite en la parte superior (TOT, por sus siglas en inglés Top Oil Temperature) de 30 °C y, luego, se corrigieron adecuadamente a sus valores equivalentes a una temperatura de 20 °C mediante el [método de corrección individual de temperatura \(ITC\)](#). Las guías de análisis tradicional indican que estos resultados de la prueba de FPFL con corrección de temperatura son indicadores de un material aislante en condiciones aceptables. Sin embargo, el aprendizaje moderno advierte que los resultados de las pruebas de FP por sí solos ya no proporcionan una evaluación suficiente.
- En consecuencia, como parte de la prueba del factor de potencia, también se midió el FP a 1 Hz y se corrigió a valores equivalentes a 20 °C (Figura 1). Los resultados de la prueba de FP a 1 Hz son mucho mayores que los recomendados para transformadores deteriorados por el servicio, según lo marcado por el software con una clasificación de investigación [1].

Transformer Overall Test				Test Mode: Line Frequency + 1Hz		ITC		View Individual Temp. Correction Factors						
Multiple Test				Connections		60Hz				1Hz				
Test No.	NB DFR	Insulation Tested	Test Mode	Click image for detailed connection information	TEST kV	Cap (pF)	Equivalent@10 kV		POWER FACTOR %		%VDF	POWER FACTOR %		
							mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR	Measured	@ 20°C	IR
1		CHG + CHL	GST-GND		10.0	9,543.5	35.9	1,5820	0.44	0.36	G	0.04		
2	✗	CHG	GSTg-RB		10.0	2,465.9	9.30	0.4782	0.52	0.39	G	0.04	11.7	4.25
3	✗	CHL	UST-R		10.0	7,054.5	26.6	1,1125	0.42	0.39	G	0.04	10.6	3.54
4		CHL'		Test 1 Minus Test 2		7,077.6	26.6	1,1038			Valid			
5		CLG + CHL	GST-GND		7.00	19,361.3	73.0	3,1756	0.44	0.34	G	0.04		
6	✓	CLG	GSTg-RB		7.00	12,296.6	46.3	2,0825	0.45	0.35	G	0.03	10.6	3.56
7		CHL	UST-R		7.00	7,053.4	26.5	1,0979	0.41	0.34	G	0.04		
8		CHL'		Test 5 Minus Test 6		7,054.8	26.6	1,1131			Valid			
9		CHG'		CHG Minus H Bushings		1,653.9	6.24	0,2262						
10		CLG'		CLG Minus L Bushings										

Figura 1: Prueba general de FP a FL y a 1 Hz del transformador (captura de pantalla de PowerDB).

- También se probaron los sistemas de aislamiento C1 de los bushings de alta tensión. Las condiciones durante la prueba fueron las siguientes:
  - Temperatura ambiente (TA) = 15 °C.
  - Temperatura de aceite en la parte superior (TOT) del transformador = 30 °C.
  - Temperatura del bushing ( $T_{prom} = [TA + TOT]/2 = 22,5$  °C).
- Todos los resultados de la prueba del factor de potencia a frecuencia de línea (FPFL) de los bushings de alta tensión fueron superiores a los deseados, con valores de factor de potencia del doble o casi triple de los valores indicados en la placa de identificación. Estos resultados de la prueba justifican la investigación.
- Un indicio de diagnóstico adicional de que algo está mal con estos bushings es su sensibilidad a la temperatura. La variación típica de FPFL entre 20 °C y 22,5 °C debe ser cercana a cero. Por ejemplo, el bushing H2 mide un FP del 0,72 % a 22,5 °C. A una diferencia de tan solo 2,5 °C, se espera que el bushing H2 también arroje una medición de FP de aproximadamente el 0,72 %. Sin embargo, ITC (por sus siglas en inglés Individual Temperature Correction) revela un comportamiento dieléctrico muy diferente (Figura 2) de estos bushings, es decir, una sensibilidad extrema a la temperatura.

Bushing C1 Test						
60Hz						
Test No.	Dsg.	TEST kV	POWER FACTOR %			Δ %PF @ 20°C
			Measured	@ 20°C	IR	
11	H1	10.0	1.04	0.88	I	0.60
12	H2	10.0	0.72	0.63	I	0.34
13	H3	10.0	0.73	0.64	I	0.35

Figura 2: Los valores FP (FD o tangente delta) a FL de los bushings de alta tensión medidos y corregidos mediante ITC

- En la Figura 2, la columna Δ% FP se refiere a la diferencia entre los valores de la placa de identificación y los valores medidos de %FP corregidos a 20 °C.
- Tal como se hizo con el análisis general de FP realizado en el transformador, también se recopilaron los resultados de la prueba de FP a 1 Hz para los bushings (Figura 3).

Bushing C1 Test						
1Hz						
Test No.	Dsg.	TEST kV	POWER FACTOR %			IR
			Measured	@ 20°C	IR	
11	H1	0.25	15.1	12.3	I	
12	H2	0.25	8.77	7.12	I	
13	H3	0.25	9.69	7.92	I	

Figura 3: En FP (FD o tangente delta) a 1 Hz (Bushings de alta tensión : medidos y corregidos por ITC.

- Como era de esperarse, los resultados de la prueba de FP a 1 Hz confirmaron la necesidad de investigar todos los bushings de alta tensión.
- El propietario del activo finalmente decidió reemplazar los bushings de AT (Alta Tensión)
- El aceite del transformador se drenó y los bushings de alta tensión se quitaron de la unidad. En la Figura 4 se muestra una capa de contaminación en la sección inferior de los bushings.



Figura 4: Bushing de alta tensión extraído del transformador: contaminación de la superficie del aislador inferior.

- En función de estos hallazgos, el propietario decidió filtrar el aceite para garantizar la eliminación de todas las partículas en el tanque.
- Se instalaron nuevos bushings y se probaron. Se obtuvieron excelentes valores de FPFL (Figura 5) y a 1 Hz (Figura 6). Las condiciones de prueba fueron las siguientes:
  - Temperatura ambiente (TA) = 12 °C.
  - Temperatura de aceite superior (TOT) del transformador = 37 °C.
  - Temperatura del bushing ( $T_{prom} = [TA + TOT]/2$ ) = 24,5 °C.

## Resultados engañosos en la prueba de aislamiento a frecuencia de línea en un transformador contaminado

Bushing C1 Test					
60Hz					
Test No.	Dsg.	TEST kV	POWER FACTOR %		
			Measured	@ 20°C	IR
11	H1	10.0	0.24	0.25	G
12	H2	10.0	0.24	0.25	G
13	H3	10.0	0.24	0.25	G

Figura 5: FP (FD o tangente delta) FL de los nuevos bushings de AT

Bushing C1 Test					
1Hz					
Test No.	Dsg.	TEST kV	POWER FACTOR %		
			Measured	@ 20°C	IR
11	H1	0.25	0.11	0.19	G
12	H2	0.25	0.14	0.18	G
13	H3	0.25	0.10	0.12	G

Figura 6: FP (FD o tangente delta) a 1 Hz de los nuevos bushings de AT.

- Una vez que se reemplazaron los bushings de alta tensión, se filtró el aceite y bajo condiciones de prueba similares, se realizó la prueba general de FPFL y los resultados mostraron una clara mejora (Figura 7).

Transformer Overall Test					
60Hz					
Test No.	Insulation Tested	TEST kV	POWER FACTOR %		
			Measured	@ 20°C	IR
1	CHG + CHL	10.0	0.43	0.31	G
2	CHG	10.0	0.36	0.26	G
3	CHL	10.0	0.45	0.33	G
4	CHL'				Valid
5	CLG + CHL	7.00	0.48	0.33	G
6	CLG	7.00	0.51	0.34	G
7	CHL	7.00	0.45	0.33	G

Figura 7: Resultados generales de FP (FD o tangente delta) a FL después del reemplazo de bushings de alta tensión.

- Al igual que con los valores de FPFL, los resultados de la prueba de FP a 1 Hz mejoraron como se muestra en la Figura 8, pero la evaluación indica que la unidad requiere más investigación. ¿Por qué los valores de FP a 1 Hz aún serían altos después del reemplazo de los bushings de alta tensión y el filtrado del aceite?
- Para responder esta pregunta, el propietario del activo solicitó un análisis definitivo del sistema de aislamiento del transformador mediante el instrumento de prueba IDAX300 con el fin de obtener una respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR, del inglés Dielectric Frequency Response) completa.

Transformer Overall Test					
1Hz					
Test No.	Insulation Tested	TEST kV	POWER FACTOR %		
			Measured	@ 20°C	IR
1	C <sub>HG</sub> + C <sub>HL</sub>				
2	C <sub>HG</sub>	0.25	10.8	1.75	A
3	C <sub>HL</sub>	0.25	13.6	2.19	I
4	C <sub>HL</sub> '				
5	C <sub>LG</sub> + C <sub>HL</sub>				
6	C <sub>LG</sub>	0.25	13.7	2.29	I
7	C <sub>HL</sub>				

Figura 8: Resultados de FP a 1 Hz después de reemplazar los bushings de alta tensión.

- El de espectro completo DFR muestra que el aislamiento sólido entre devanados contiene un porcentaje de humedad típico (1,7 %) para un transformador deteriorado por el servicio, pero el aislamiento líquido presenta una alta conductividad (11,8 pS/m).
- La inspección interna adicional de la unidad reveló que las paredes del tanque y el aislamiento de papel retuvieron la contaminación en áreas que dificultaban su extracción. Se recomendó enjuagar el conjunto de bobina central varias veces para eliminar la contaminación. Se tomaron muestras y se enviaron al laboratorio para su análisis.
- Es importante mencionar que los datos históricos del análisis de gas disuelto (Figura 10) no alarmaron al operador. En el triángulo Duval 1, los valores fluctuaron dentro de las regiones T1 y T2. T1 y T2 son parte de los seis tipos básicos de fallas en transformadores, identificables con el triángulo Duval 1. T1 corresponde a fallas térmicas <300 °C y T2 corresponde a fallas térmicas de entre 300 °C y 700 °C.

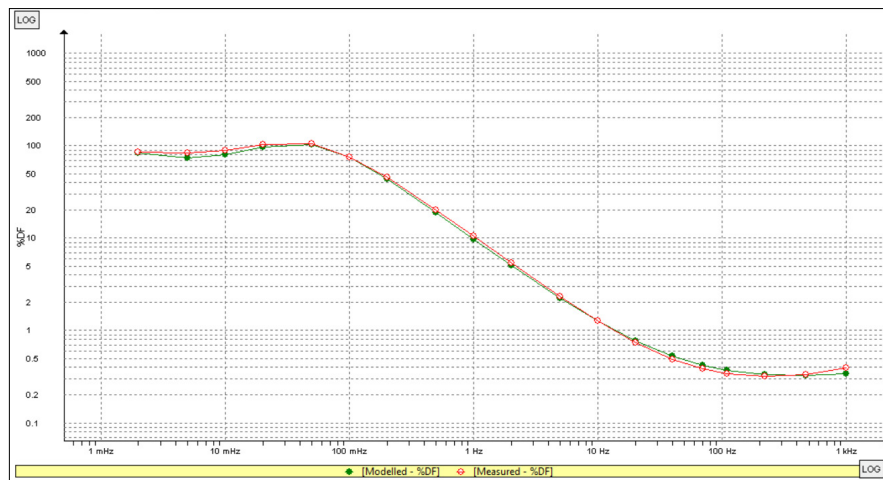


Figura 9: Respuesta dieléctrica después del procesamiento de aceite.

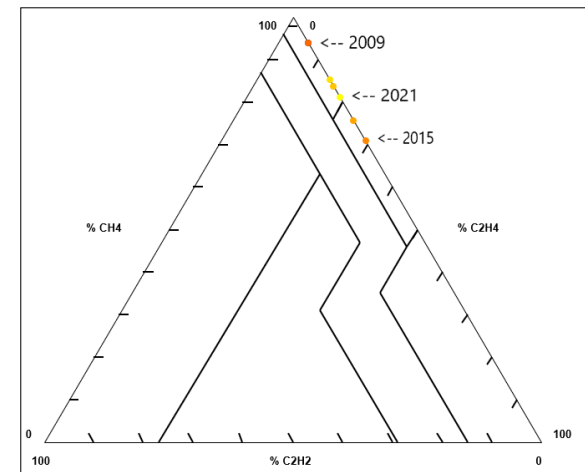


Figura 10: En el análisis de gas disuelto se identificó una condición de falla desde el 2009 hasta el 2021 para el transformador de 1978 objeto de este caso de estudio.

## Resultados engañosos en la prueba de aislamiento a frecuencia de línea en un transformador contaminado

### Conclusiones:

---

- Las mediciones de FP (FD o tangente delta) a frecuencia de línea por sí mismas pueden o no reflejar la verdadera condición del sistema de aislamiento dentro de un transformador.
  - Es una práctica fundamental registrar valores referenciales de la condición dieléctrica de un transformador de potencia antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento.
  - Vea más allá de la información proporcionada por el FPFL. Los análisis a frecuencias de 1 Hz (como se demostró en este caso de estudio) y 500 Hz complementan el FP a FL. Ahora están disponibles referencias prácticas para evaluar los resultados de la prueba de FP a 1 Hz y a 500 Hz.
- Un análisis del espectro completo (DFR) con el IDAX300 es el método definitivo para determinar el estado del aislamiento sólido y líquido.
- Para un transformador deteriorado por el servicio, se recomienda que el límite de humedad máximo sea <2 % y que el límite para la conductividad del aislamiento líquido sea <37 pS/m.
- En el laboratorio se debe analizar la contaminación de la superficie del material aislante sólido y de las paredes del tanque. Los sedimentos y las partículas se deben identificar correctamente para comprender mejor la fuente de dicho material.
- Sea proactivo, no reactivo, y asegúrese de que cuenta con las herramientas adecuadas para tomar las decisiones correctas

### Beneficios:

---

- La principal preocupación es siempre la seguridad. La evaluación adecuada de los activos eléctricos en los que el personal trabaja es fundamental para reducir el riesgo de fallas inesperadas y daños colaterales. En este caso, con una evaluación exhaustiva, se identificó un transformador que podría haber fallado repentinamente debido a fallas dieléctricas o sobrecalentamiento.
- Si bien se debe confirmar con los resultados de laboratorio, la posible fuente de contaminación es la bomba en reparación. Incluso enjuagar el transformador varias veces puede no garantizar un entorno sin residuos para los aislamientos líquidos y de papel. La herramienta de evaluación significativamente mejor de FP a 1 Hz y una prueba completa de DFR proporcionarán cierta perspectiva sobre el éxito de una solución de enjuague. No obstante, si quedan contaminantes conductivos, el diseño del transformador pierde validez y el propietario del activo corre un riesgo elevado de falla. En este caso, es posible que sea necesario reemplazar el transformador lo antes posible. Opcionalmente, se puede reducir la potencia de este transformador con instrucción por parte del fabricante y, por ejemplo, puede utilizarse o reubicarse en un área donde la carga no exceda el 50 % de la capacidad nominal.

## Referencia de productos:



### DELTA

- Instrumento dedicado de prueba de capacitancia y FP/FD (también de corriente de excitación):
- DFR de banda estrecha (NB DFR: de 1 a 505 Hz)
- Corrección Individual de Temperatura (ITC)
- Detección de dependencia de tensión (VDD)



### TRAX + TDX

- Un equipo de pruebas multi-funcional para transformadores y otros activos de subestación.
- DFR de banda estrecha (NB DFR: de 1 a 505 Hz)
- Corrección Individual de Temperatura (ITC)
- Detección de dependencia de tensión (VDD)



### IDAX + VAX

- Instrumento para pruebas DFR (IDAX300) y amplificador de tensión (VAX020)
- Proporciona análisis de contenido de humedad, conductividad del aceite y FP/FD; además de realizar NB DFR
- Cuando se usa con el VAX o se actualiza al IDAX322, una salida de alta tensión de 1,4 kV rms garantiza velocidad y confiabilidad en entornos de alta interferencia.
- Un desarrollo de más de 20 años de experiencia en el diseño de equipos de prueba DFR.



Para obtener más información, comuníquese con:

- **Kenneth Petroff**  
Gerente de productos  
de transformadores  
Megger Valley Forge PA, USA  
keneth.petroff@megger.com
- **Dr. Diego Robalino**  
Director de desarrollo de negocios,  
Área de transformadores  
Grupo Megger  
diego.robalino@megger.com
- **Vince Oppedisano**  
Especialista en productos  
de transformadores  
Megger Valley Forge PA, USA  
vince.oppedisano@megger.com



Escanee este código QR  
para ver 1 Hz  
en acción

### Megger Iberia

C/ La Florida 1, Nave 16,  
Parque Empresarial Villapark  
28670 Villaviciosa de Odón (Madrid)

[es.megger.com](http://es.megger.com)  
[megger.iberia@megger.com](mailto:megger.iberia@megger.com)

Misleading LFPF\_CaseStudy5\_ESLA\_V01

La palabra "Megger" es una marca comercial registrada.

Copyright © 2021

