



Caracterización de fallas por corto circuito entre vueltas de devanados de transformadores monofásicos, utilizando mediciones electromagnéticas y térmicas

Gilberto Alejandro Herrejón Pintor^{1}, Juan Carlos Olivares Galván² y Ana Celia Segundo Sevilla¹*

¹TecNM-Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Zamora, ²Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco

*alejandro.hp@zamora.tecnm.mx

RESUMEN

El artículo, se centra en la medición y caracterización de la corriente y voltaje del primario, del campo magnético en la frontera del yugo del núcleo y de la temperatura del devanado secundario al provocar cortos circuitos en vueltas del devanado secundario. El fin de la caracterización de las variables citadas es concluir si a partir de ello es posible la detección oportuna de fallas incipientes debidas a cortocircuito. Se presentan los resultados de los experimentos realizados en dos transformadores de prueba, destacando mediciones de voltaje, corriente, campo magnético y temperatura tanto en estado estable como transitorio. Se explican los cambios observados en cada parámetro y variable, de los fenómenos asociados con las fallas incipientes por corto circuito. Este estudio subraya la necesidad de un monitoreo activo para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia. Se explica el motivo de los cambios en cada parámetro y cada una de las variables medidas. Se concluye con los fenómenos observados en cada parámetro y variable y si la caracterización de los mismos es útil para la detección de fallas incipientes debidas a cortocircuito.

Palabras claves: Cortocircuito, Falla Incipiente, Transitorio, Transformador, Devanado.

ABSTRACT

The article focuses on the measurement and characterization of the primary current and voltage, the magnetic field at the core yoke boundary, and the temperature of the secondary winding when short circuits are caused in turns of the secondary winding. The

purpose of the characterization of the variables mentioned is to conclude whether it is possible to detect incipient faults due to short circuits in a timely manner. The results of the experiments carried out on test transformers are presented, highlighting measurements of voltage, current, magnetic field, and temperature both in steady state and transient. The changes observed in each parameter and variable of the phenomena associated with incipient faults due to short circuits are explained. This study highlights the need for active monitoring to maintain the reliability of the power system. The reason for the changes in each parameter and each of the variables measured is explained. It concludes with the phenomena observed in each parameter and variable and whether their characterization is useful for the detection of incipient faults due to short circuits.

Key words: Short Circuit, Incipient Fault, Transient, Transformer, Winding.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se caracterizan variables electromagnéticas y térmicas de un transformador bajo fallas incipientes por corto circuito interno. Para la detección de dichas fallas es importante la caracterización de las variables involucradas en la falla. Por ello este trabajo se centra en el análisis de las variaciones en la corriente del primario I_p , voltaje del primario V_p , la componente del campo magnético perpendicular al centro del yugo del núcleo $|\mathbf{B}|_{a_z}$ y la temperatura superficial del devanado secundario de cara a cortos circuitos entre vueltas. Por otro lado, la detección temprana de estas fallas es crucial para la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia (SEP) y para evitar pérdidas económicas significativas (Zhang et al., 2017; Liang and Parlikad., 2018). La degradación acelerada del aislamiento de los devanados del transformador ocurre cuando los esfuerzos provocados por disturbios como cortocircuitos externos, sobrecargas y sobretensiones (Jahan et al., 2018) exceden la rigidez dieléctrica del aislamiento de los devanados del transformador (Jiang et al., 2017; Gunawardana et al., 2019) provocando que ocurran cortocircuitos entre vueltas del devanado. Estas fallas incipientes crean puntos calientes en el material aislante (Bigdeli et al., 2012). En consecuencia, las fallas incipientes se extiendan en un corto plazo. Aproximadamente del 30% al 50% de las fallas

de un transformador están relacionadas con defectos en el devanado (Zheng et al., 2018; Metwally., 2011; Koch and Krüger., 2012; Huerta-Rosales et al., 2020; Lizama-Cámara et al., 2012). Por lo tanto, la caracterización de los fenómenos electromagnéticos y térmicos en el instante del corto circuito es importante para generar propuestas de reconocimiento de cortos circuitos entre vueltas de devanados.

Las técnicas tradicionales para detectar defectos en los devanados están basadas en: análisis de respuesta de frecuencia (FRA) (Rahimpour et al., 2003; Pourhossein et al., 2012; Senobari et al., 2018; Jiang et al., 2017; Moradzadeh et al., 2020), protección diferencial, prueba de relación de espiras, análisis de gases disueltos (Tarimoradi & Gharehpetian., 2017; Kim et al., 2005) y análisis vibroacústico (Zhou et al., 2016). Los métodos anteriores reportan información específica sobre el estado del transformador. Pero no detectan la falla en tiempo real.

En este contexto, se han propuesto enfoques basados en el aprendizaje profundo (DL) (Karimifard et al., 2009; Moradzadeh and Pourhossein., 2019), redes neuronales convolucionales (CNN) (Satish & Sahoo., 2009) y redes neuronales artificiales (Faridi et al., 2010; Firoozi et al., 2009), así como alternativas novedosas, por ejemplo, descomposición en modo variacional más redes neuronales artificiales (Camarena-Martinez et al, 2024). También se han utilizado métodos basados en coeficiente de correlación, índice de similitud, análisis de textura (Aljohani & Abu-Siada., 2016; Mahvi & Behjat., 2015; Nosratian Hour et al., 2018), vector de soporte máquina (SVM) (Bigdeli et al., 2012), algoritmo óptimo magnético mejorado, extracción y análisis de componentes armónicas presentes en las corrientes del transformador (Elrefaie & Megahed., 2002) y método de elementos finitos (Barzegaran et al., 2010; Gunawardana et al., 2019).

El objetivo principal de este trabajo es identificar las variaciones en las magnitudes de las variables I_p , V_p , $|\mathbf{B}|_{a_z}$ y temperatura superficial del devanado con la falla a raíz de la presencia de una falla incipiente por cortocircuito en transformadores monofásicos. Se formula la hipótesis de que el cortocircuito incipiente se manifiesta a través de cambios observables en las variables previamente citadas. Los resultados obtenidos se discuten para llegar a conclusiones en relación con el comportamiento de las variables medidas ante estas condiciones de falla.

METODOLOGÍA

Se realizan las mediciones de campo magnético sobre la parte central del yugo del transformador, mediciones de la I_p y del V_p del transformador y de temperatura superficial del devanado con el fallo. Se inducen fallas consecutivamente una tras otra. Se utiliza la calculadora TI- nspire CX CAS y la interfaz para sensores TI- nspire lab cradle aunque su frecuencia de muestreo es de sólo 700 Hz, es suficiente para detectar cambios en el campo magnético y la corriente para confirmar el tipo de relación entre estas variables ante la falla. Se grafican para observar la relación y semejanza en el comportamiento de ambas variables electromagnéticas. Una vez corroborada la relación en el comportamiento de la corriente y del campo magnético, se busca mayor detalle del transitorio en los incrementos de corriente ya que de estas dos variables, I_p es la variable comúnmente medida en los SEPs. Para ello se utiliza el equipo NI USB-6211 que permite una frecuencia de muestreo mayor a la permitida por el TI- nspire lab cradle (ver detalles en la Tabla 1). El total del equipo utilizado se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1: Equipo utilizado en los experimentos.

EQUIPO	DESCRIPCIÓN
NI USB-6211	DAC de 16 bit 250kS/s
Transformador A	Monofásico 127/24V. 120 VA
Transformador B	Monofásico 127/12 V. 12 VA
Multímetro	Fluke 233 A
Resistencia Equivalente	$R_{eq} = 0,055 \Omega$ a 20 W
Sensores de corriente	ACS712 a 30,20 y 5 A.
Sensor de campo magnético	GCX-3MG
Sensor de campo magnético	MG-BTA
TI- nspire CX CAS	Capacidad de adquisición de datos
TI- nspire lab cradle	DAC de 12 Bit A700 Hz
Resistencias para divisor de tensión	$R_1 = 100M\Omega$ y $R_2 = 4.7K\Omega$ a $1/4 W$

Se miden el voltaje y corriente del primario antes y después de inducir el corto circuito. La idea de medir el voltaje y la corriente es observar el ángulo de la onda de voltaje en el que se produce la falla incipiente. La hipótesis es que el ángulo en el que se produce la falla es una variable para caracterizar el fenómeno de cortocircuito. Para ello, se siguen estos pasos:

1.- Se mide el voltaje y la corriente del primario antes de que la corriente de energización del transformador decaiga completamente. La medición también se realiza en estado estable.

2.- Se grafican en una misma figura la corriente y el voltaje del primario.

Los experimentos se realizan con dos transformadores monofásicos que permiten acceder a diferentes vueltas en el devanado secundario para inducir los cortos circuitos incipientes. La Tabla 2 muestra las vueltas y capas asociadas a cada falla del transformador A.

El transformador B permite acceder a grupos de 19 vueltas en el secundario. Esta configuración se diseñó para realizar experimentos en los que la falla, si bien sigue siendo una falla incipiente, se ha extendido a un mayor número de vueltas.

Tabla 2: Vueltas por falla en el transformador A.

Falla	Vueltas en corto circuito	Capa
Falla 1	1 y 2	1
Falla 2	3 y 4	1
Falla 3	5 y 6	1
Falla 4	7 y 8	2

Se realizaron aproximadamente 530 experimentos con ambos transformadores. Para obtener el detalle del transitorio en la corriente, se midió a una frecuencia de muestreo de 5 kHz. Se utiliza una resistencia R_{eq} de $0,055 \Omega$ conectada en serie con el devanado primario de los transformadores. Se requiere un valor de resistencia muy pequeño en comparación con la resistencia del devanado primario para que no limite la corriente demandada por el transformador, ni reduzca indeseablemente el V_p . Se mide el voltaje en R_{eq} y se aplica la ley de Ohm para calcular la corriente del primario I_p .

Esquema de los experimentos.

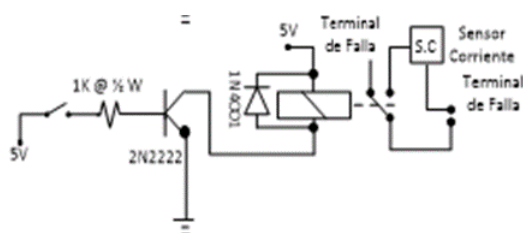


Figura 1 Diagrama para la inducción de fallas y medición de corriente de CC.



Figura 2 Esquema general de los experimentos con los transformadores de prueba.

La Figura 1 muestra el diagrama esquemático para inducir las fallas entre vueltas del devanado del transformador y medición de la corriente de corto circuito entre las vueltas del devanado, que no es la medición de la corriente del primario I_p . El diagrama se encuentra implementado en la caja de color gris presentada en la Figura 2. La Figura 2 muestra el banco de experimentos para inducir los cortos circuitos en los devanados de los transformadores y para medir las variables de interés.

RESULTADOS

Se provocan las fallas 1,2 y 3 consecutivamente en el transformador A y luego se desconectan. Se miden la I_p y $|\mathbf{B}|$ perpendicular al yugo. El sensor magnético, se coloca en la pierna central sobre el yugo. La Figura 3 muestra el comportamiento de ambas variables. El valor máximo de $|\mathbf{B}|$ medido en la frontera de la parte central del yugo superior del transformador es de 0.8283 mT.

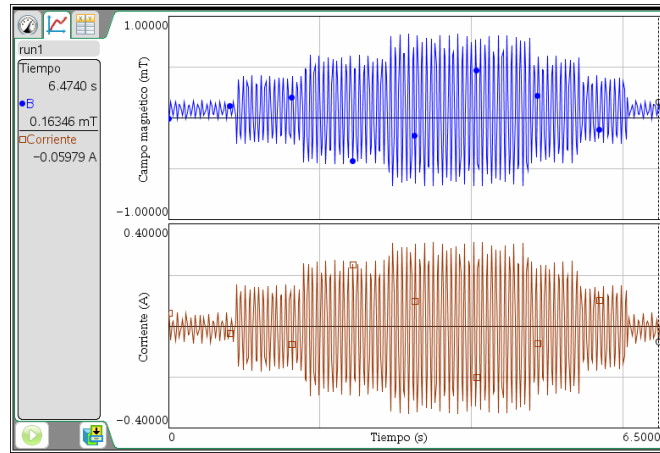


Figura 3 I_p y $|B|$ sobre el yugo al agregar fallas.

Detalles en la corriente y voltaje del primario de los transformadores de prueba

Los detalles del transitorio de la corriente del primario se muestran en las Figuras 4 y 5.

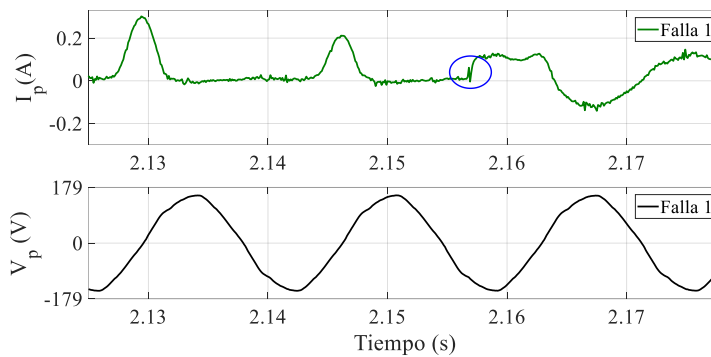


Figura 4 Formas de onda del V_p y la I_p antes, en el instante de la falla y durante la misma.

En la Figura 4 se observa que el transitorio en I_p al instante de la falla se presenta incluso durante la energización del transformador.

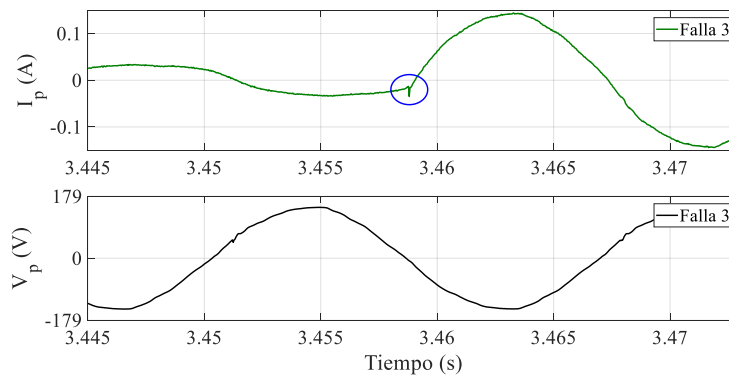


Figura 5 comportamiento de la corriente y voltaje del primario ante el corto circuito.

Temperatura en el devanado exterior del transformador A.

En la Figura 6 se observa el incremento de la temperatura en la capa externa del devanado secundario del transformador, antes y durante el corto circuito.

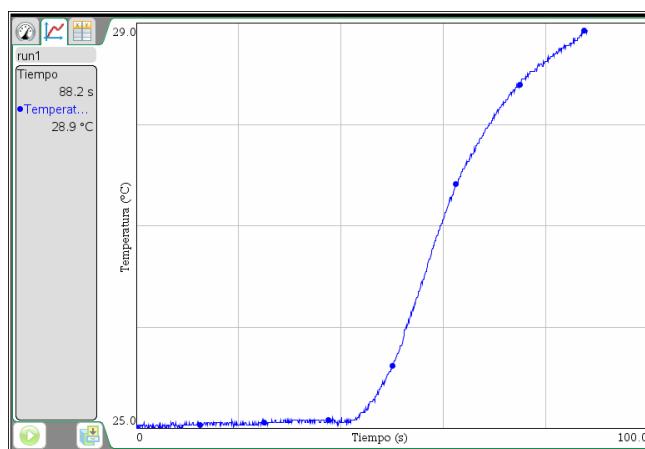


Figura 6. Comportamiento de temperatura debido a la falla 3.

DISCUSIÓN

Relación entre la corriente del primario y el campo magnético en el centro del yugo.

La Figura 3 muestra la relación entre el campo magnético perpendicular a la parte central del yugo del transformador y la I_p . Este fenómeno se explica por la ubicación del devanado primario, empotrado en la pierna central del núcleo. Un cortocircuito, incluso entre pocas vueltas, genera una corriente significativa en las vueltas afectadas, lo que a su vez incrementa el campo magnético (Barzegaran et al. 2010; Gunawardana et al. 2019) en esa zona específica. Por ello es importante monitorear el campo magnético en el centro del yugo de transformador y una de las piernas exteriores del transformador.

La ley de Ampère, expresada en la ecuación (1), respalda esta relación (Johnk, 1981; Plonus, 1994; Sadiku, 2002; Hayt et al., 2006).

$$\mathbf{B} = \frac{\mu_0 \mu_r \mathbf{I}}{2\pi} a_\phi \quad (1)$$

De la ecuación (1) se observa que a mayor corriente \mathbf{I} mayor campo magnético \mathbf{B} hasta donde la no linealidad de la permeabilidad μ_r , que describe la saturación magnética del núcleo lo permite. Por otro lado, las diferencias en los cambios de magnitud de la I_p ante

la falla también dependen de, en que capa del devanado ocurre la dicha falla y eso se puede explicar con la definición de inductancia dada por la ecuación (2).

$$I = \frac{N\phi}{L} \quad (2)$$

De la ecuación (2) se puede anticipar que la magnitud de la I_p disminuye al ocurrir la falla en la capa 2 debido a que está a mayor distancia del núcleo y por lo tanto el flujo magnético ϕ en las vueltas en falla es menor que en la capa 1. Esto a pesar de que la falla ocurra en aproximadamente un ángulo de $n\pi$. Mientras que I_p es mayor cuando las fallas ocurren en un ángulo cercano a $n\pi$ pero en la capa 1, debido a que la capa 1 es más cercana al núcleo y ϕ es mayor en esa zona. La relación entre ϕ y \mathbf{B} está dada por la ley de Gauss para campos magnéticos.

$$\phi = \iint \mathbf{B} \cdot d\mathbf{S} \quad (3)$$

La ecuación (3) y las mediciones de $|\mathbf{B}|$ permiten explicar y comprender los fenómenos en la I_p . La medición de $|\mathbf{B}|$ ayuda a diferenciar entre un aumento de carga y un cortocircuito entre vueltas. Esto se debe a que un incremento de carga provoca un aumento homogéneo de $|\mathbf{B}|$ en todo el núcleo del transformador, mientras que un cortocircuito entre vueltas genera un incremento mayor de $|\mathbf{B}|$ localizado en la zona del devanado afectado.

Transitorio en la corriente del primario debido al corto circuito.

En las Figuras 4 y 5, se observa que, al ocurrir un cortocircuito, en la I_p aparece una componente transitoria con periodo de aproximadamente 1ms. Este transitorio precede al incremento abrupto de la corriente en el primario. Si la falla ocurre en el estado estable del transformador o durante su energización, el transitorio se presenta en la corriente del primario. En (Mejía-Barrón et al., 2018), se analizan corrientes en estado estable y de energización utilizando métodos basados en descomposición modal empírica para el diagnóstico de fallas en los devanados de un transformador. A diferencia de lo reportado en (Mejía-Barrón et al., 2018), en este trabajo se pone énfasis en el transitorio debido al cortocircuito y no al de energización.

Comportamiento de la temperatura en el devanado exterior del transformador.

En la Figura 6, se observa que, en los últimos 40 segundos, el incremento de la temperatura es de $1/4^{\circ}C$ por cada 10 segundos. En los 20 segundos previos a la falla, se observa un incremento menor a $1/4^{\circ}C$, lo que se debe a la carga en el devanado secundario. En (Aburaghiega et al., 2019), se utiliza al menos un termopar por disco de cada devanado, además del monitoreo del voltaje y la corriente del primario y secundario. Lo anterior implica un método costoso e invasivo, y la propuesta no es aplicable a transformadores en campo. En este artículo se propone detectar la falla a partir sólo de la medición de la I_p , del V_p , de la medición de campo magnético en la parte central del yugo del núcleo del transformador, en una de sus piernas y de la medición superficial de temperatura en los devanados.

CONCLUSIONES

La medición de la corriente en el primario reveló la presencia de una componente transitoria con periodo de aproximadamente 1ms que precede a su incremento brusco ante cada falla inducida.

Dicho transitorio es mayor cuando el ángulo del voltaje es cercano a 90° o a 270° .

Se caracteriza el tiempo y el incremento de temperatura ante un cortocircuito en el devanado secundario de los transformadores de prueba.

Las mediciones de la corriente, el campo magnético y la temperatura del transformador pueden confirmar la presencia de cortocircuitos. Sin embargo, debe considerarse el diseño y la disposición física de los devanados del transformador.

Los resultados reportados en este trabajo de investigación motivan la caracterización de cortocircuitos incipientes en transformadores trifásicos con diversos diseños.

LITERATURA CITADA

Aburaghiega, E., Farrag, M. E., & Gouda, M. M. (2019, December). On-line Condition Monitoring of Power Transformer Health Status Enforced by Temperature and Electrical Signatures. In *2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)* (pp. 521-526). IEEE.

- Aljohani, O. & Abu-Siada, A. (2016). Application of digital image processing to detect short-circuit turns in power transformers using frequency response analysis. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12(6):2062_2073.
- Badgujar, K., Maoya_kuddin, M., & Kulkarni, S. (2012). Alternative statistical techniques for aiding sfra diagnostics in transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(3):189_198.
- Barzegaran, M., Mirzaie, M., & Akmal, A. S. (2010). Investigating short-circuit in power transformer winding with quasi-static finite element analysis and circuit-based model. In *IEEE PES T&D 2010*, pages 1_8. IEEE.
- Behjat, V. & Vahedi, A. (2013). Analysis of internal winding short circuit faults in power transformers using transient finite element method coupling with external circuit equations. *International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields*, 26(5):425_442.
- Bigdeli, M., Vakilian, M., & Rahimpour, E. (2012). Transformer winding faults classification based on transfer function analysis by support vector machine. *IET electric power applications*, 6(5):268_276.
- Camarena-Martinez, D., Huerta-Rosales, J. R., Amezcua-Sanchez, J. P., Granados-Lieberman, D., Olivares-Galvan, J. C., & Valtierra-Rodriguez, M. (2024). Variational Mode Decomposition-Based Processing for Detection of Short-Circuited Turns in Transformers Using Vibration Signals and Machine Learning. *Electronics*, 13(7), 1215.
- Elrefaie, H. B. & Megahed, A. I. (2002). Modeling transformer internal faults using matlab. In *11th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference* (IEEE Cat. No. 02CH37379), pages 226_230. IEEE.
- Faridi, M., Rahimpour, E., Kharezi, M., Mirzaei, H. R., & Akbari, A. (2010). Localization of turn-to-turn fault in transformers using artificial neural networks and winding transfer function. In *2010 10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics*, pages 1_4. IEEE.
- Firoozi, H., Kharezi, M., & Bakhshi, H. (2009). Turn-to-turn fault localization of power transformers using neural network techniques. In *2009 IEEE 9th International*

Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials, pages 249_252. IEEE.

Gunawardana, M., Fattal, F., & Kordi, B. (2019). Very fast transient analysis of transformer winding using axial multiconductor transmission line theory and finite element method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 34(5):1948_1956.

Hayt, W. H. J.(2006). Teoría electromagnética.

Huerta-Rosales, J. R., Granados-Lieberman, D., Amezquita-Sanchez, J. P., Camarena-Martinez, D., & Valtierra-Rodriguez, M. (2020). Vibration signal processing-based detection of short-circuited turns in transformers: A nonlinear mode decomposition approach. *Mathematics*, 8(4).

Jahan, M. S., Keypour, R., Izadfar, H. R., & Keshavarzi, M. T. (2018). Locating power transformer fault based on sweep frequency response measurement by a novel multistage approach. *IET Science, Measurement & Technology*, 12(8):949_957.

Jiang, J., Zhou, L., Gao, S., Li, W., & Wang, D. (2017). Frequency response features of axial displacement winding faults in autotransformers with split windings. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(4):1699_1706.

Johnk, C. (1981). Teoría Electromagnética, Editorial Limusa.

Karimifard, P., Gharehpetian, G., & Tenbohlen, S. (2009). Localization of winding radial deformation and determination of deformation extent using vector fitting-based estimated transfer function. *European Transactions on Electrical Power*, 19(5):749_762.

Kim, J.-W., Park, B., Jeong, S. C., Kim, S. W., & Park, P. (2005). Fault diagnosis of a power transformer using an improved frequency-response analysis. *IEEE transactions on power delivery*, 20(1):169_178.

Koch, M. and Krüger, M. (2012). A new method for on-line monitoring of bushings and partial discharges of power transformers. In 2012 *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, pages 1205_1208. IEEE.

Liang, Z. and Parlikad, A. (2018). A markovian model for power transformer maintenance. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 99:175_182.

- Lizama-Cámara, Y., Mendieta-Antúnez, J., Blanco-Brisset, E., Olivares-Galván, J., & Escarela-Pérez, R. (2012). Design and construction of a live insulator washing system for transformers. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 13(2):237_247.
- Mahvi, M. and Behjat, V. (2015). Localising low-level short-circuit faults on the windings of power transformers based on low-frequency response measurement of the transformer windings. *IET Electric Power Applications*, 9(8):533_539.
- Mejia-Barron, A., Valtierra-Rodriguez, M., Granados-Lieberman, D., Olivares-Galvan, J. C., & Escarela-Perez, R. (2018). The application of EMD-based methods for diagnosis of winding faults in a transformer using transient and steady state currents. *Measurement*, 117, 371-379.
- Metwally, I. A. (2011). Failures, monitoring, and new trends of power transformers. *IEEE potentials*, 30(3):36_43.
- Moradzadeh, A. & Pourhossein, K. (2019). Short circuit location in transformer winding using deep learning of its frequency responses. In *2019 International Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP) & 2019 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, pages 268_273. IEEE.
- Moradzadeh, A., Pourhossein, K., Mohammadi-Ivatloo, B., & Mohammadi, F. (2020). Locating inter-turn faults in transformer windings using isometric feature mapping of frequency response traces. *IEEE Transaction*.
- Nosratian Ahour, J., Seyedtabaii, S., & Gharehpetian, G. B. (2018). Determination and localisation of turn-to-turn fault in transformer winding using frequency response analysis. *IET Science, Measurement & Technology*, 12(3):291_300.
- Plonus, M. A. (1994). *Electromagnetismo aplicado*. Reverte.
- Pourhossein, K., Gharehpetian, G., & Rahimpour, E. (2011). Buckling severity diagnosis in power transformer windings using euclidean distance classier. In *2011 19th Iranian conference on electrical engineering*, pages 1_4. IEEE.
- Pourhossein, K., Gharehpetian, G., Rahimpour, E., & Araabi, B. (2012). A probabilistic feature to determine type and extent of winding mechanical defects in power transformers. *Electric Power Systems Research*, 82(1):1_10.
- Pourhossein, K., Gharehpetian, G. B., & Rahimpour, E. (2010). Discrimination of axial

- displacement and radial deformation in power transformer windings using manhattan distance function. In *25th International Power System Conference*, Tehran, Iran, 8-10 November 2010.
- Rahimpour, E., Christian, J., Feser, K., & Mohseni, H. (2003). Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings. *IEEE Transactions on power delivery*, 18(2):493_505.
- Sadiku, M. N. (2002). Elementos de electromagnetismo. alfaomega.
- Satish, L. & Sahoo, S. K. (2009). Locating faults in a transformer winding: An experimental study. *Electric Power Systems Research*, 79(1):89_97.
- Senobari, R. K., Sadeh, J., & Borsi, H. (2018). Frequency response analysis (fra) of transformers as a tool for fault detection and location: A review. *Electric power systems research*, 155:172_183.
- Tarimoradi, H. & Gharehpetian, G. B. (2017). Novel calculation method of indices to improve classification of transformer winding fault type, location, and extent. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(4):1531_1540.
- Zhang, H., Shao, H., Wang, J., Wang, W., Lin, F., Sun, T., Zhao, W., Li, C., and Wu, Y. (2017). Voltage ratio traceability of 10 kv low-voltage excited two-stage voltage transformer. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 66(6):1405_1410.
- Zheng, J., Huang, H., & Pan, J. (2018). Detection of winding faults based on a characterization of the nonlinear dynamics of transformers. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 68(1):206_214.
- Zhou, H., Hong, K., Huang, H., & Zhou, J. (2016). Transformer winding fault detection by vibration analysis methods. *Applied Acoustics*, 114:136_146.