

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE VARIABLES ELECTRICAS EN EL  
GENERADOR SINCRONO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS

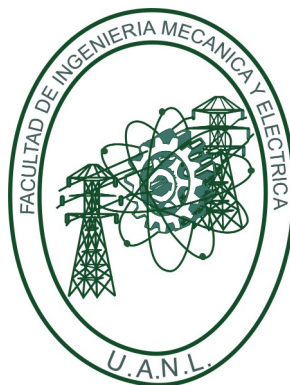
POR

EDGAR ALEJANDRO PÉREZ OLIVO

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

OCTUBRE DE 2025

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE VARIABLES ELECTRICAS EN EL  
GENERADOR SINCRONO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS

POR

EDGAR ALEJANDRO PÉREZ OLIVO

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

OCTUBRE DE 2025

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**  
**Posgrado**

Los miembros del Comité de Evaluación de Tesis recomendamos que la tesis “Análisis del comportamiento de variables eléctricas en el generador síncrono para la identificación de fallas”, realizada por el estudiante Edgar Alejandro Pérez Olivo, con número de matrícula 941877, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Doctorado en Ingeniería Eléctrica.

**El Comité de Evaluación de Tesis**

Dr. Ernesto Vázquez Martínez  
Director

Dr. Manuel Antonio Andrade Soto  
Revisor

Dr. Marco Tulio Mata Jiménez  
Revisor

Dr. Fernando Salinas Salinas  
Revisor

Dr. Luis Humberto Rodríguez Alfaro  
Revisor

Dr. Reynaldo Iracheta Cortez  
Revisor



Dr. Azael Martínez de la Cruz  
Secretario de Estudios de Posgrado

**SECRETARÍA DE  
ESTUDIOS DE  
POSGRADO**

|             |        |
|-------------|--------|
| Institución | 190001 |
| Programa    | 514601 |
| Acta núm.   | 383    |

Ciudad Universitaria, 13 de agosto de 2026

*Este trabajo lo dedico:*

*A mi esposa, Perla Alicia, por su amor, paciencia y apoyo incondicional en cada etapa de este largo camino. Su comprensión y fortaleza fueron fundamentales para que pudiera concluir este proyecto. Gracias por acompañarme en los momentos más retadores, por animarme en las dificultades y por creer siempre en mí.*

*A mis hijos, Edgar y Axel, cuya alegría, curiosidad y energía renovaron en mí la motivación cada día. Su presencia me recordaba el propósito profundo de este esfuerzo, y me impulsaba a dar siempre lo mejor de mí. Este logro también es para ustedes.*

*Al Ing. Enrique López, a quien deseo externar mi más sincero agradecimiento por su apoyo siempre incondicional.*

*A mis padres, por haber sido la fuerza silenciosa detrás de cada uno de mis pasos. Gracias por inculcarme que el verdadero valor de una persona se encuentra en su integridad, su esfuerzo y su dedicación constante al propósito que persigue. Este logro pertenece también a ustedes, que con su amor, sacrificio y ejemplo siguen vivos en cada uno de mis pasos.*

## Agradecimientos

Gracias a mi esposa Perla, a mis niños Edgar y Axel, a mi hermana Edna y a toda mi familia. Sin su apoyo, no lo hubiera logrado.

Al Dr. Ernesto Vázquez, mi director de tesis, por su guía, dedicación y confianza a lo largo de este proceso. Le agradezco profundamente el tiempo que me brindó, su trato siempre amable y, sobre todo, la oportunidad de haber realizado este doctorado bajo su dirección. De él he aprendido no sólo valiosas lecciones académicas y profesionales, sino también una forma íntegra y generosa de ejercer la labor docente e investigadora.

Al Dr. Manuel Andrade, por dedicarme su tiempo y por compartir conmigo sus amplios conocimientos especializados. Su disposición para enseñarme con paciencia y claridad contribuyó de manera significativa a mi formación durante este doctorado.

Deseo expresar mi más profundo agradecimiento a GENERMEX, y en especial al Ing. Héctor Elizondo y al Ing. Federico Elizondo, por su liderazgo, apoyo y visión estratégica que inspiran a todo el equipo de ingeniería. Su compromiso con la innovación, la ingeniería aplicada y la excelencia técnica ha creado el entorno ideal para la realización de esta investigación doctoral. Su confianza en mi trabajo y su respaldo permanente fueron determinantes para hacer posible la culminación de este proyecto.

A ellos, mi gratitud por fomentar una cultura de conocimiento, investigación y mejora continua que trasciende el ámbito empresarial y contribuye al avance tecnológico del sector eléctrico.

## Índice

|                                                                                                                      |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Resumen .....</b>                                                                                                 | <b>xi</b>  |
| <b>Abstract .....</b>                                                                                                | <b>xii</b> |
| <b>Capítulo I. Introducción .....</b>                                                                                | <b>1</b>   |
| 1.1 Antecedentes .....                                                                                               | 1          |
| 1.1.1 Métodos de detección fuera de línea.....                                                                       | 2          |
| 1.1.2 Métodos de detección en línea.....                                                                             | 3          |
| 1.2. Planteamiento del problema .....                                                                                | 5          |
| 1.3 Justificación.....                                                                                               | 6          |
| 1.4. Objetivos .....                                                                                                 | 9          |
| 1.4.1. Objetivo general.....                                                                                         | 10         |
| 1.4.2. Objetivos específicos.....                                                                                    | 11         |
| 1.5. Hipótesis .....                                                                                                 | 11         |
| 1.6. Estructura de la tesis.....                                                                                     | 12         |
| <b>Capítulo II. Marco Teórico: Métodos actuales de detección de fallas entre espiras del devanado de campo .....</b> | <b>14</b>  |
| 2.1 Introducción.....                                                                                                | 14         |
| 2.2 Fallas entre espiras del devanado del rotor .....                                                                | 15         |
| 2.3 Métodos actuales de identificación de fallas entre espiras.....                                                  | 16         |
| 2.3.1. Métodos fuera de línea .....                                                                                  | 16         |
| 2.3.2 Prueba de FRA .....                                                                                            | 29         |
| 2.3.3 Métodos en línea .....                                                                                         | 37         |
| 2.4 Limitaciones de los métodos.....                                                                                 | 47         |

|                                                                                                |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.5 Conclusiones del capítulo .....                                                            | 48        |
| <b>Capítulo III. Densidad de flujo magnético en el entrehierro .....</b>                       | <b>50</b> |
| 3.1 Resumen de capítulo .....                                                                  | 50        |
| 3.2 Objetivo del capítulo.....                                                                 | 50        |
| 3.3 Introducción.....                                                                          | 51        |
| 3.4 Forma de onda de la densidad de flujo magnético .....                                      | 51        |
| 3.5 Inducción magnética del rotor de un turbogenerador .....                                   | 56        |
| 3.5.1 Inducción magnética en un rotor sin falla .....                                          | 57        |
| 3.5.2 Inducción magnética en un rotor con falla .....                                          | 62        |
| 3.5.3 Inducción magnética con excentricidad.....                                               | 67        |
| 3.6 Conclusiones del capítulo .....                                                            | 71        |
| <b>Capítulo IV. Modelo del generador síncrono en variables de fase ABC con armónicos .....</b> | <b>73</b> |
| 4.1 Resumen de capítulo .....                                                                  | 73        |
| 4.2 Objetivo del capítulo.....                                                                 | 73        |
| 4.3 Introducción.....                                                                          | 73        |
| 4.4 Modelo del generador síncrono en variables de fase ABC.....                                | 75        |
| 4.4.1 Par electromagnético en variables de fase.....                                           | 79        |
| 4.5 Efecto del cortocircuito entre espiras en la resistencia del campo .....                   | 80        |
| 4.5.1 Modificación de la resistencia del campo debido al cortocircuito entre<br>espiras .....  | 80        |
| 4.6 Efecto del cortocircuito entre espiras en la inductancia del campo .....                   | 81        |
| 4.6.1 Modificación de la inductancia propia del campo .....                                    | 81        |
| 4.6.2 Inductancias mutuas entre el campo y el estátor .....                                    | 81        |

|                                                                                                                                              |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.6.3 Inductancias mutuas entre el campo y los devanados amortiguadores .....                                                                | 82         |
| 4.7 Simulación de un turbogenerador de 835 MVA en variables de fase ABC, con falla entre espiras en el rotor aplicada a los 3 segundos ..... | 82         |
| 4.8 Conclusiones del capítulo .....                                                                                                          | 87         |
| <b>Capítulo V. Método: Algoritmo para detección y diagnóstico de fallas entre espiras en el devanado del rotor .....</b>                     | <b>88</b>  |
| 5.1 Introducción.....                                                                                                                        | 88         |
| 5.2 Fundamentos matemáticos del método PCA.....                                                                                              | 88         |
| 5.3 Descripción del Algoritmo Propuesto .....                                                                                                | 91         |
| 5.4 Componente Principal (PCA) .....                                                                                                         | 92         |
| 5.4.1 Proyección en los componentes principales.....                                                                                         | 95         |
| 5.5 Algoritmo de identificación de fallas .....                                                                                              | 97         |
| 5.5.1 Etapa para la determinación de la matriz de transformación .....                                                                       | 98         |
| 5.5.2 Etapa de operación.....                                                                                                                | 111        |
| 5.6 Conclusiones de capítulo .....                                                                                                           | 118        |
| <b>Capítulo VI. Resultados .....</b>                                                                                                         | <b>120</b> |
| 6.1 Introducción.....                                                                                                                        | 120        |
| 6.2 Escenarios de simulación .....                                                                                                           | 120        |
| 6.2.1 Escenario sin falla.....                                                                                                               | 123        |
| 6.2.2 Escenario con falla .....                                                                                                              | 125        |
| 6.3 Casos reales .....                                                                                                                       | 129        |
| 6.3.1 Escenario sin falla.....                                                                                                               | 130        |
| 6.3.2 Escenario con falla .....                                                                                                              | 135        |

|                                                                    |            |
|--------------------------------------------------------------------|------------|
| 6.4 Comparativa de métodos convencionales vs método propuesto..... | 139        |
| 6.5 Conclusiones de capítulo .....                                 | 140        |
| 6.6 Limitaciones .....                                             | 141        |
| <b>Capítulo VII. Discusión y Conclusiones .....</b>                | <b>142</b> |
| 7.1 Aportaciones .....                                             | 143        |
| 7.2 Trabajos futuros .....                                         | 144        |
| <b>Capítulo VIII. Referencias.....</b>                             | <b>145</b> |

### Índice de Figuras

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1. Esquema del ensayo RSO.....                                                                          | 19 |
| Figura 2.2. Muestra reflexiones idénticas señal de un devanado sano. ....                                        | 20 |
| Figura 2.3. Señales distintas debido al cambio de impedancia por el corto entre<br>espiras.....                  | 21 |
| Figura 2.4. Arreglo de ranura del rotor de un turbogenerador.....                                                | 22 |
| Figura 2.5. Bobinas del devanado del rotor para formar los polos N y S en un<br>turbogenerador. ....             | 23 |
| Figura 2.6. Circuito equivalente para análisis de alta frecuencia del rotor de un<br>turbogenerador .....        | 23 |
| Figura 2.7. Ejecución de prueba de impulso (RSO) a rotor de un turbogenerador.<br>.....                          | 27 |
| Figura 2.8. Prueba no satisfactoria de RSO.....                                                                  | 29 |
| Figura 2.9. Histórico de pruebas de diagnóstico de respuesta al barrido de<br>frecuencia del turbogenerador..... | 36 |
| Figura 2.10. Monitoreo con flux probe.....                                                                       | 39 |
| Figura 2.11. Resultados de la prueba con flux probe. ....                                                        | 44 |

|                                                                                                                                                                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.12. Flujo magnético de rotor de un turbogenerador registrado por el Flux Probe con falla entre espiras.....                                                                                      | 45 |
| Figura 3.1. Forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro de un turbogenerador. ....                                                                                                          | 52 |
| Figura 3.2. Representación del circuito magnético de un turbogenerador de dos polos. ....                                                                                                                 | 53 |
| Figura 3.3. Forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro con devanado del rotor en condición sin falla, obtenida mediante simulación. ....                                                   | 61 |
| Figura 3.4. Forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro con conductores en corto circuito en el devanado del rotor, obtenida mediante simulación.....                                       | 66 |
| Figura 3.5. Onda de la inducción magnética en el entrehierro con un rotor con excentricidad del 10%, obtenida mediante simulación.....                                                                    | 71 |
| Figura 4.1. Diagrama esquemático de la máquina síncrona de 2 polos. ....                                                                                                                                  | 75 |
| Figura 4.2. Comportamiento de las corrientes de estator con corto circuito entre espiras en el devanado de campo aplicado a los 3 segundos de la simulación .....                                         | 85 |
| Figura 4.3. Comportamiento del torque electromagnético con corto circuito entre espiras en el devanado de campo a los 3 segundos de la simulación .....                                                   | 86 |
| Figura 4.4. a) Comportamiento de la velocidad mecánica del rotor, b) el Angulo de potencia durante la simulación del corto circuito entre espiras en el devanado de campo aplicado a los 3 segundos. .... | 86 |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                  |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 5.1.Representación gráfica de PCA.....                                                                                                                                                                                                                                    | 96  |
| Figura 5.2.Metodología empleada en el algoritmo para identificar falla entre<br>espiras del devanado de campo de generadores síncronos.....                                                                                                                                      | 98  |
| Figura 5.3.Forma de onda de las corrientes del estator obtenidas por simulación<br>.....                                                                                                                                                                                         | 100 |
| Figura 5.4. Análisis espectral durante 1 ciclo de las corrientes obtenidas por<br>simulación. ....                                                                                                                                                                               | 102 |
| Figura 5.5.Proyección de las observaciones en el espacio de las componentes<br>principales (CP1 y CP2). ....                                                                                                                                                                     | 115 |
| Figura 5.6. Corrientes del estator bajo dos condiciones del rotor: (a) sano y (b)<br>con falla entre espiras. Aunque la falla está presente, las corrientes<br>no presentan diferencias visuales relevantes, lo cual motiva la<br>aplicación del PCA para su identificación..... | 117 |
| Figura 5.7. Proyección de las observaciones en el espacio de las componentes<br>principales de un rotor sin falla marca O y con falla marca X. ....                                                                                                                              | 118 |

### Índice de Tablas

|                                                                                                                          |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 2.1. Resultados de la prueba de flux probe, se indica porcentaje de las<br>espiras en corto circuito por polo..... | 46  |
| Tabla 3.2. Amplitud máxima de las pulsaciones de la inducción magnética. ....                                            | 55  |
| Tabla 6. 1. Datos del Turbogenerador utilizado en la simulación .....                                                    | 121 |
| Tabla 6. 2. Datos del Turbogenerador a diagnosticar con el algoritmo .....                                               | 130 |
| Tabla 6. 3. Datos de placa del Hidrogenerador sin falla entre espiras .....                                              | 133 |
| Tabla 6. 4. Datos del Turbogenerador a diagnosticar con el algoritmo .....                                               | 136 |
| Tabla 6. 5. Comparativa de métodos convencionales vs método propuesto ....                                               | 139 |

## Resumen

El objetivo de esta tesis es desarrollar y validar un método no invasivo para la detección de cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo de generadores síncronos de gran capacidad, utilizando únicamente las corrientes del estator. Para ello, se construyó un modelo del generador en variables de fase ABC, lo que permitió una representación detallada de las inductancias propias y mutuas bajo condiciones de falla. El método se basó en la aplicación del Análisis de Componentes Principales (PCA) a perfiles de corriente adquiridos tanto en simulaciones como en mediciones reales de turbogeneradores e hidrogeneradores.

La metodología incluyó la adquisición de señales de corriente en operación, su preprocesamiento y normalización, y la posterior proyección en el espacio de componentes principales, eliminando la necesidad de fijar umbrales predefinidos. La validación del algoritmo en condiciones simuladas y reales demostró su capacidad para discriminar entre operación sin falla y con falla entre espiras. En particular, el signo de la primera componente principal resultó decisivo para identificar la condición de falla.

Los resultados muestran que el algoritmo propuesto es adaptable a distintos tipos de generadores y condiciones de operación, y constituye una herramienta práctica para el mantenimiento predictivo. Su implementación permite reducir los costos derivados de paros no programados, optimizar la asignación de recursos y extender la vida útil de los activos. Asimismo, se gestionó una solicitud de patente ante el IMPI, fortaleciendo la transferencia tecnológica y su potencial aplicación industrial.

Palabras clave: Generadores síncronos, fallas entre espiras, PCA, diagnóstico no invasivo, mantenimiento predictivo.

## **Abstract**

The objective of this thesis is to develop and validate a non-invasive method for detecting turn-to-turn short circuits in the field winding of large synchronous generators, using only stator current measurements. To this end, a generator model was built in ABC phase variables, which allowed for a detailed representation of self and mutual inductances under fault conditions. The method was based on applying Principal Component Analysis (PCA) to current profiles acquired from both simulations and real measurements of turbogenerators and hydrogenerators.

The methodology included the acquisition of operating current signals, their preprocessing and normalization, and subsequent projection into the principal component space, eliminating the need to set predefined thresholds. Validation of the algorithm under simulated and real conditions demonstrated its ability to discriminate between fault-free operation and turn-to-turn faults. In particular, the sign of the first principal component proved decisive in identifying the fault condition.

The results show that the proposed algorithm is adaptable to different types of generators and operating conditions and constitutes a practical tool for predictive maintenance. Its implementation makes it possible to reduce costs arising from unscheduled outages, optimize resource allocation, and extend asset lifetime. Furthermore, a patent application was filed before the Mexican Institute of Industrial Property (IMPI), strengthening technology transfer and its potential industrial application.

**Keywords:** Synchronous generators, turn-to-turn faults, PCA, non-invasive diagnosis, predictive maintenance.

## Capítulo I. Introducción

### 1.1 Antecedentes

Un generador síncrono está expuesto a sufrir distintos tipos de cortocircuitos, como son contactos a tierra en el devanado de campo, cortocircuitos entre fases y a tierra en los devanados de estator, pérdida de excitación o sobreexcitación entre varios más [1]. La protección del generador contra estos cortocircuitos se realiza mediante esquemas de protección ya establecidos, como la protección diferencial, la protección contra contactos a tierra en el devanado de campo o las protecciones del sistema de excitación del generador. Sin embargo, los cortocircuitos entre vueltas (también denominadas fallas entre espiras en el devanado del rotor) de los generadores síncronos, especialmente en turbogeneradores, son un problema recurrente y crítico, y hasta ahora no hay esquemas de protección disponibles para detectar esta situación. Actualmente, solo existe una patente que propone un esquema de protección para detectar el cortocircuito entre espiras del devanado de campo [2], sin embargo, es una protección que requiere de parámetros de ajuste que dependen de las características del generador.

Las fallas entre espiras en el devanado del rotor (campo) de turbogeneradores e hidrogeneradores pueden tener consecuencias graves para la operación del generador, incluyendo la reducción de su potencia, daños permanentes en los componentes y extensos periodos de inactividad necesarios para efectuar las reparaciones. La detección de estas fallas se lleva a cabo mediante técnicas de medición "en línea" y "fuera de línea". Ambas metodologías han demostrado ser efectivas para identificar fallas en el aislamiento entre vueltas del devanado de campo en generadores síncronos, de las cuales hablaremos a continuación.

### 1.1.1 Métodos de detección fuera de línea

Las pruebas fuera de línea son técnicas de diagnóstico que se llevan a cabo con el generador completamente desconectado y en condiciones de no funcionamiento. Estas pruebas evalúan el estado del aislamiento y detectan fallas entre vueltas en el devanado de campo de generadores, en una condición estática y sin la influencia de las condiciones de operación normales.

Dos de las pruebas fuera de línea más empleadas en la evaluación del estado de los devanados de máquinas eléctricas rotatorias son la Prueba de Oscilografía de Impulsos Repetitivos (RSO, *Repetitive Surge Oscillograph*) y el Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA, *Frequency Response Analysis*). Ambas técnicas permiten detectar degradaciones o defectos incipientes en el aislamiento y en la integridad eléctrica del rotor y estator, proporcionando información complementaria para el diagnóstico integral de la máquina.

1. Prueba RSO: Esta prueba implica la aplicación de pulsos de alta frecuencia (2kHz) al devanado del generador. El objetivo es identificar irregularidades en la forma de onda de la respuesta del devanado cuando se somete a estos pulsos [3]. Las diferencias en las formas de onda registradas pueden indicar la presencia de fallas entre vueltas, como cortocircuitos o degradación del aislamiento. La RSO es especialmente útil para detectar diferencias sutiles en la respuesta del devanado que no serían evidentes bajo condiciones de operación normales.

2. Análisis FRA: Esta prueba mide la respuesta en frecuencia del devanado de campo al aplicar un rango de frecuencias (6Hz -2MHz). Cualquier variación en la respuesta en frecuencia puede ser indicativa de cambios en el estado del aislamiento o la estructura del devanado, como desplazamientos mecánicos o cortocircuitos entre vueltas. La FRA es una técnica sensible que puede detectar cambios en la inductancia

y capacitancia en el devanado, proporcionando una visión detallada de la condición del aislamiento del generador [4].

Las pruebas fuera de línea, como la RSO y la FRA, ofrecen la ventaja de proporcionar una evaluación precisa del estado del aislamiento. No obstante, presentan ciertas desventajas, como la necesidad de detener la operación del generador, lo cual puede resultar en tiempos de inactividad significativos. Además, dado que se realizan en condiciones diferentes a las de operación normal, es posible que no reflejen completamente el comportamiento del generador bajo carga. Pese a estas limitaciones, son herramientas valiosas en un programa de mantenimiento predictivo, permitiendo identificar y diagnosticar fallas antes de que se conviertan en problemas graves.

### **1.1.2 Métodos de detección en línea**

Esta detección en línea se lleva a cabo con una bobina captora del flujo magnético del rotor llamada "flux probe", la cual es un dispositivo que se instala en el diámetro interior del núcleo y se utiliza para medir el flujo magnético que se genera en el entrehierro por el rotor del generador mientras está en funcionamiento [5]. Esta medición del flujo es la parte medular, ya que permite detectar anomalías en el campo magnético del rotor, las cuales pueden ser indicativas de un cortocircuito entre vueltas en el devanado de campo.

El proceso de detección con flux probe se describe en 2 etapas, en la primera, la sonda capta las variaciones en el flujo magnético generado por el rotor. En condiciones normales, el flujo magnético presenta un patrón predecible y estable. Sin embargo, cuando ocurre un cortocircuito entre vueltas, este flujo se altera, produciendo distorsiones que pueden ser detectadas. En la segunda, las señales obtenidas por el flux probe se analizan para identificar cambios en la amplitud, frecuencia o forma de onda del flujo magnético [5]. Estas alteraciones pueden ser correlacionadas con la presencia de fallas entre vueltas en el devanado de campo.

Una de las principales ventajas del flux probe es su capacidad para detectar fallas incipientes mientras el generador está en operación, lo que permite la identificación y corrección de problemas antes de que se conviertan en fallas críticas [4].

La detección de fallas utilizando el flux probe ofrece varias ventajas significativas:

- Monitoreo en tiempo real: Permite la supervisión continua del generador sin necesidad de detener su operación, lo que es fundamental para la prevención y el mantenimiento predictivo.
- No invasiva: Esta técnica es no invasiva, ya que no requiere modificaciones importantes en la estructura del generador, y no afecta su funcionamiento normal.
- Respuesta rápida: La detección en línea con flux probe proporciona una respuesta rápida ante la presencia de fallas, permitiendo tomar medidas correctivas oportunas [6].

Es importante considerar que el uso del flux probe requiere de una calibración y configuración adecuadas para garantizar la precisión de las mediciones. Además, la interpretación de las señales captadas por la sonda puede requerir un análisis experto para diferenciar entre condiciones normales de operación y verdaderas indicaciones de fallas [7].

La patente estadounidense US 11,316,455 B2 [2], titulada "Detección de fallas de espira a espira en el rotor del generador utilizando armónicos fraccionarios", describe un método para identificar y proteger contra fallas en los generadores eléctricos, específicamente aquellas que ocurren entre espiras del rotor. El enfoque principal de esta invención es el uso de armónicos fraccionarios en la corriente del estator para detectar dichas fallas. Este método es sensible a las condiciones operativas, lo que

significa que cambios en la carga o en las condiciones del sistema pueden influir en los armónicos medidos, aumentando el riesgo de falsos positivos o interpretaciones incorrectas. Otro inconveniente es que este método es relativamente rígido, ya que se basa en la comparación con un umbral predeterminado para identificar la falla. Esto puede limitar su efectividad si el umbral no está bien calibrado o si las condiciones operativas del generador cambian con el tiempo.

## **1.2. Planteamiento del problema**

Las fallas de cortocircuito entre vueltas en el devanado del rotor de los generadores síncronos (especialmente en turbogeneradores) son un problema recurrente y crítico. Estos generadores, debido a sus características constructivas complejas, están sujetos a condiciones extremas. El rotor está en constante movimiento y los devanados manejan tanto tensiones de corriente alterna (CA) como de corriente directa (CD), lo que requiere un nivel de aislamiento adecuado para contener el campo eléctrico generado. Además, los turbogeneradores operan bajo grandes esfuerzos mecánicos, lo que los hace más vulnerables a problemas de aislamiento en el devanado de campo.

En los sistemas eléctricos de potencia, la confiabilidad y disponibilidad de las unidades generadoras es fundamental. Cuando ocurre un cortocircuito entre vueltas en el devanado del rotor, se produce un aumento de la corriente de excitación y una intensificación de las vibraciones en el turbogenerador. Esto no sólo limita la potencia que puede ser entregada al sistema, sino que también pone en riesgo la operación segura y continua del generador, afectando su rendimiento y vida útil a largo plazo.

Existen dos tipos principales de métodos de diagnóstico para detectar este tipo de fallas: los métodos fuera de línea y los métodos en línea. Los métodos fuera de línea se aplican comúnmente durante el mantenimiento programado, cuando el generador está fuera de operación. Aunque son efectivos para diagnosticar el estado del

aislamiento entre vueltas, presentan desventajas significativas, como el tiempo prolongado que conlleva el desarmado y revisión del turbogenerador, que puede extenderse entre 10 y 12 días, incrementando los costos operativos y las pérdidas de producción. Por otro lado, los métodos en línea permiten monitorear el estado del generador sin interrumpir su operación. Sin embargo, los métodos actuales requieren la instrumentación de las unidades con una bobina captora del flujo magnético generado por el rotor. A pesar de su potencial, la interpretación de los resultados depende de la experiencia de analistas especializados, lo que retrasa la identificación de fallas y aumenta el riesgo de tomar decisiones erróneas que puedan comprometer la operación del generador.

En resumen, la necesidad de garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los generadores síncronos, junto con las limitaciones de los métodos fuera de línea y los desafíos técnicos de los métodos en línea actuales, pone de manifiesto el desarrollar técnicas que permitan una detección temprana y eficiente de fallas sin interrumpir la operación del turbogenerador. Esta investigación tiene como objetivo abordar estas limitaciones a través de un enfoque no invasivo, capaz de mejorar el monitoreo y mantenimiento predictivo de generadores síncronos, optimizando la seguridad y reduciendo los costos operativos asociados.

### **1.3 Justificación**

La detección oportuna de fallas entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos de gran capacidad es muy importante para asegurar la continuidad y seguridad en la operación de las plantas generadoras de energía. Estas fallas, que a menudo comienzan de manera poco evidente, pueden desencadenar una serie de problemas graves si no son identificadas y corregidas a tiempo. En sus primeras etapas, las fallas entre espiras generan un aumento localizado de la corriente en las espiras afectadas, lo que provoca un calentamiento excesivo en el rotor. Este

sobrecalentamiento puede deteriorar el aislamiento de los conductores, reduciendo su capacidad para soportar esfuerzos eléctricos y térmicos, acelerando el envejecimiento del material aislante [8].

A medida que la falla progresa, los daños pueden volverse más severos, generando deformaciones en el eje del rotor debido a tensiones térmicas y mecánicas desiguales. Esto, a su vez, causa un desbalance magnético en el generador, lo que induce vibraciones mecánicas que afectan la estabilidad de la máquina. Si no se corrige, la vibración puede conducir al desgaste prematuro de los cojinetes y otros componentes rotativos, aumentando el riesgo de un fallo catastrófico del generador.

El impacto de estas fallas no se limita al generador en sí; también puede afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia al cual está conectado [9]. Una falla no detectada puede ocasionar un paro no programado de la unidad generadora, lo que compromete la continuidad del suministro de energía. En sistemas eléctricos interconectados, una interrupción repentina de la generación puede desencadenar oscilaciones de frecuencia y tensión, afectando la calidad del suministro y poniendo en riesgo la estabilidad de la red.

Por estas razones, la identificación temprana de fallas permite implementar medidas correctivas antes de que la falla evolucione a una condición crítica. Esto no sólo reduce significativamente el tiempo de inactividad no planificado, sino que también disminuye los costos de reparación y mantenimiento, ya que las intervenciones tempranas suelen ser menos complejas y costosas que las reparaciones mayores. Además, la detección temprana contribuye a optimizar la gestión del mantenimiento predictivo, lo que facilita una planificación más eficiente y mejora la disponibilidad y confiabilidad del generador a lo largo de su vida útil. Las fallas entre espiras son problemáticas porque suelen ser difíciles de detectar en sus etapas iniciales mediante el monitoreo de parámetros operativos tradicionales, como la temperatura o la vibración [10]. Por lo tanto, se requieren métodos específicos para detectar cambios sutiles en las

características eléctricas o magnéticas del generador que indiquen la presencia de una falla incipiente. La detección temprana no sólo evita la progresión del daño, sino que también contribuye a la optimización del mantenimiento y a la planificación de intervenciones más eficientes.

El mantenimiento de los generadores síncronos de gran capacidad es un desafío crítico en las industrias de generación de energía eléctrica, donde la confiabilidad operativa es fundamental para evitar interrupciones inesperadas y costosas. Una de las principales causas de fallas en estos generadores es el deterioro del aislamiento entre vueltas en el devanado de campo, el cual puede avanzar de forma lenta pero peligrosa, lo que restringe la potencia de la unidad debido a problemas de vibración.

Los costos asociados para la investigación por una sospecha de falla entre espiras en generadores síncronos pueden variar considerablemente dependiendo del alcance y la metodología utilizada. Generalmente, estos costos pueden incluir análisis de pruebas especializadas, tales como la prueba de análisis en respuesta a la frecuencia (FRA), la prueba de impulso a baja tensión (RSO), y otras actividades menores de mantenimiento. Además, el tiempo que la unidad permanece fuera de operación durante estas actividades de inspección y prueba suele oscilar entre 18 a 20 días, los costos asociados a la pérdida de generación, según lo reportado por CENACE en su documento de costos elevados. Durante este período, la unidad no genera energía, lo que significa que la empresa debe comprar la energía que el generador deja de producir, lo que aumenta los costos del mantenimiento. Las tecnologías más utilizadas en el estado del arte para la identificación de cortocircuitos en el devanado del rotor son el análisis de respuesta en frecuencia y el análisis de respuesta transitoria en donde el rotor tiene que estar fuera de servicio.

En este contexto, el desarrollo de un algoritmo para identificar estas fallas de forma temprana tiene un gran aporte a la generación de energía. Este trabajo propone el uso del Análisis de Componentes Principales (PCA) aplicado a los perfiles de las

corrientes estatísticas como una herramienta para la detección de fallas en el devanado de campo de generadores síncronos. La ventaja principal de este enfoque es su capacidad para identificar pequeñas variaciones en las formas de onda de las variables eléctricas [9] del comportamiento del generador sin necesidad de interrumpir su operación normal, proporcionando un monitoreo continuo.

La implementación del método propuesto contribuye directamente a incrementar la confiabilidad y la seguridad operativa de los generadores síncronos, al mismo tiempo que mejora la gestión del mantenimiento predictivo, reduciendo las paradas no planificadas y los costos operativos asociados. Además, la técnica favorece la identificación temprana de fallas antes de que evolucionen hacia condiciones críticas, lo que garantiza una operación más continua, segura y eficiente de los sistemas de generación eléctrica. En conjunto, esta propuesta constituye una aportación relevante para la industria y la academia, al fortalecer las prácticas de diagnóstico y mantenimiento avanzado de máquinas eléctricas rotatorias.

Esta investigación no sólo aborda las limitaciones presentes en las prácticas actuales de monitoreo, sino que también amplía el conocimiento en el campo del diagnóstico de fallas en máquinas eléctricas, ofreciendo un enfoque innovador y eficaz que puede ser una herramienta aplicada a los hidrogenadores y turbogeneradores encargados de abastecer de energía al país.

#### **1.4. Objetivos**

En los objetivos en este trabajo se buscará dar respuesta a las necesidades antes mencionadas, estableciendo una ruta hacia la validación de un método que no requiera ajustes manuales y que permita la detección temprana y precisa de fallas

incipientes, con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad operativa de los generadores síncronos.

#### **1.4.1. Objetivo general**

Desarrollar y validar un método, basado en el Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en ingles Principal Component Analysis) que no requiera ajustes, para la detección temprana de fallas de cortocircuito entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos de gran capacidad. Este método se enfocará en el análisis detallado de las corrientes de estator como indicador principal del estado del aislamiento del devanado de campo. El objetivo es mejorar significativamente la capacidad de diagnóstico y monitoreo no invasivo de estas fallas, permitiendo la identificación y evaluación de condiciones anómalas durante la operación normal del generador a diferentes cargas, eliminando así la necesidad de paradas de la unidad para su revisión.

A través de este enfoque, se busca incrementar la fiabilidad y disponibilidad de los turbogeneradores, reduciendo los tiempos de inactividad no planificados y optimizando los planes de mantenimiento predictivo. Esto contribuirá a disminuir los costos operativos asociados al mantenimiento y a maximizar la eficiencia operativa de los generadores. El desarrollo del algoritmo incluirá el diseño de un modelo en coordenadas ABC y su posterior implementación práctica, utilizando datos experimentales y simulaciones para validar su eficacia.

Además, se establecerá un procedimiento para la interpretación de los resultados obtenidos, facilitando la toma de decisiones por parte de los operadores y especialistas en mantenimiento. De esta manera, la investigación contribuirá a mejorar las prácticas actuales de diagnóstico y mantenimiento en generadores síncronos, proporcionando una herramienta innovadora que puede integrarse en los sistemas de gestión de activos de las centrales eléctricas. Esto promoverá la operación segura,

eficiente y continua de los sistemas de generación de energía, al evitar interrupciones innecesarias para la revisión de los generadores.

#### **1.4.2. Objetivos específicos**

1. Desarrollar un método no invasivo que permita identificar fallas en el generador mientras sigue en funcionamiento, evitando la necesidad de detener la generación de energía para llevar a cabo pruebas diagnósticas.
2. Aplicar el PCA a los perfiles de corriente normalizados para reducir la dimensionalidad de los datos y resaltar las direcciones principales de variabilidad, facilitando la identificación de patrones anómalos que puedan indicar fallas en el generador.
3. Desarrollar una metodología que incluya la proyección de datos en un espacio bidimensional definido por las principales componentes, permitiendo una visualización clara y rápida de los estados operativos del generador y la diferenciación entre condiciones normales y de falla.
4. Demostrar la eficacia del método a través de su aplicación a casos reales, como en el análisis de datos de un turbogenerador con fallas, confirmando la capacidad del método para identificar correctamente las anomalías en condiciones operativas.

#### **1.5. Hipótesis**

H1: El desarrollo de un método no invasivo basado en el análisis de corrientes permitirá identificar fallas en el generador síncrono mientras se encuentra en operación, sin necesidad de interrumpir la generación de energía, garantizando una detección confiable bajo condiciones reales de servicio.

- H2: La aplicación del Análisis de Componentes Principales (PCA) a los perfiles de corriente normalizados reducirá la dimensionalidad de los datos y realzará las direcciones principales de variabilidad, posibilitando la detección de patrones anómalos característicos de fallas en el generador.
- H3: La proyección de los datos en un espacio bidimensional definido por las principales componentes permitirá visualizar de manera clara y diferenciada los estados operativos del generador, facilitando la distinción entre condiciones normales y de falla mediante agrupamientos o separaciones en dicho espacio.
- H4: La aplicación del método propuesto a casos reales de operación de turbogeneradores con fallas demostrará su eficacia y validez, al evidenciar la correcta identificación de anomalías en las señales medidas, confirmando su aplicabilidad práctica en entornos industriales.

## 1.6. Estructura de la tesis

Esta tesis se organiza en siete capítulos, cuyos contenidos se describen brevemente a continuación.

En el primer capítulo se proporcionará una descripción detallada del trabajo y una revisión del estado del arte en la literatura y se identificarán los principales aspectos de interés que se abordan en esta investigación.

En el segundo capítulo se presentarán las técnicas clásicas utilizadas en la industria para la detección de cortocircuitos entre espiras en generadores síncronos de gran capacidad. Se describirán los métodos fuera de línea, como la Prueba de Oscilografía de Impulsos Repetitivos (RSO, *Repetitive Surge Oscillograph*) y el Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA, *Frequency Response Analysis*), así como los métodos en línea, entre ellos la bobina exploradora (*Flux Probe* o bobina captora del

flujo magnético). Finalmente, se analizarán las ventajas, limitaciones y niveles de efectividad de cada técnica en el diagnóstico y detección de fallas entre espiras.

Por otro lado, el tercer capítulo analizará la forma de onda de la densidad de flujo magnético cuando no existen fallas entre espiras, con falla y contrastando los escenarios de excentricidad. El capítulo examinará las formas de onda en la distribución del flujo en estas condiciones, proporcionando una base para comparaciones con situaciones donde existen fallas entre espiras.

En la sección correspondiente al cuarto capítulo se presentará el modelado del generador síncrono (GS) en el dominio de las variables de fase ABC, incluyendo los efectos de los armónicos. Además, se describirán las ecuaciones fundamentales que gobiernan el comportamiento del GS.

El quinto capítulo se describirá el desarrollo y validación de un algoritmo dedicado a la identificación de fallas entre espiras en generadores síncronos de gran capacidad. El algoritmo utilizará datos de las corrientes del estator y aplicará técnicas de procesamiento, como el Análisis de Componentes Principales (PCA), para identificar patrones que indiquen la presencia de fallas. Se detallarán los principios matemáticos, el enfoque sin umbral fijo para la detección, y los resultados obtenidos en simulaciones y casos reales.

El Capítulo 6 documentará los resultados obtenidos tanto en simulaciones como en casos prácticos reales, aplicando los métodos propuestos para la identificación de fallas en generadores síncronos.

Finalmente, en el séptimo capítulo se presentarán las conclusiones, aportes de la tesis y trabajos a futuro propuestos.

## **Capítulo II. Marco Teórico: Métodos actuales de detección de fallas entre espiras del devanado de campo**

### **2.1 Introducción**

El objetivo de este capítulo es proporcionar una revisión de los métodos actuales empleados para la identificación de fallas entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos de gran capacidad. Se analizarán tanto los principios fundamentales de cada técnica como sus ventajas y limitaciones en la práctica, con énfasis en las pruebas en línea y fuera de línea que actualmente se realizan en el campo.

Las pruebas en línea, que se llevan a cabo mientras el generador está en operación, permiten el monitoreo continuo del estado del rotor y la detección de fallas incipientes sin necesidad de interrumpir el funcionamiento de la planta [10]. Por otro lado, las pruebas fuera de línea se realizan con el generador desconectado y permiten una evaluación más detallada del estado del devanado del rotor. Ejemplos incluyen la prueba RSO (Recurrent Surge Oscillograph), que mide la respuesta del devanado a un impulso de alta frecuencia, y la prueba de impedancia de circuito cerrado, que evalúa la reactancia del rotor bajo condiciones controladas. Estos métodos proporcionan información sobre el estado del aislamiento y la integridad eléctrica del devanado, siendo ampliamente utilizados durante mantenimientos programados.

A continuación, se discutirá la aplicabilidad de estos métodos en diferentes contextos operacionales, ofreciendo una perspectiva integral que ayude a los profesionales a seleccionar las técnicas de diagnóstico más adecuadas según las condiciones particulares del generador y los requerimientos específicos de cada instalación. La combinación de pruebas en línea y fuera de línea, junto con una estrategia de mantenimiento predictivo, permite una gestión más eficiente del ciclo de vida de los generadores, mejorando su disponibilidad y fiabilidad [11].

## 2.2 Fallas entre espiras del devanado del rotor

Las fallas entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos son un problema crítico que puede afectar el desempeño y la confiabilidad de estos equipos [12]. Estas fallas, también conocidas como cortocircuitos entre espiras, ocurren cuando se produce un contacto eléctrico no deseado entre los conductores de distintas vueltas dentro del devanado de campo [7]. Este tipo de fallo puede ser progresivo, comenzando con una pequeña sección del devanado y extendiéndose con el tiempo si no se detecta y se corrige adecuadamente.

Las causas de las fallas entre espiras son diversas y pueden incluir factores como:

- Estrés eléctrico en el devanado del rotor. El devanado de campo del rotor está expuesto a tensiones relativamente bajas en comparación con las que se encuentran en el estator. Sin embargo, las altas tensiones que pueden generarse durante ciertas condiciones de operación o eventos transitorios aún son suficientes para afectar la integridad del aislamiento.
- Estrés térmico en el devanado del rotor. El estrés térmico en el devanado del rotor de un generador síncrono se refiere a la exposición continua o cíclica a temperaturas elevadas que pueden afectar la integridad del aislamiento del devanado. La generación de calor es inherente al funcionamiento del generador debido a la disipación de pérdidas por efecto Joule, pérdidas en el hierro y fricción en los cojinetes y el sistema de ventilación. Si el calor no se disipa adecuadamente, puede provocar una degradación acelerada del aislamiento, lo que incrementa el riesgo de fallas entre espiras [13].
- Vibración mecánica. La vibración mecánica en el rotor de un generador síncrono es un fenómeno común que puede tener un impacto significativo

en la integridad del aislamiento del devanado [14]. Cuando el rotor está sometido a movimientos o vibraciones excesivas, el material aislante de las espiras puede sufrir daños físicos, lo que aumenta la probabilidad de fallas entre espiras. La vibración excesiva puede resultar de varios factores, incluyendo desalineación, desequilibrio y resonancias mecánicas [15].

- Contaminación o humedad. La contaminación y la humedad son factores que afectan negativamente la integridad del sistema de aislamiento del devanado del rotor en generadores síncronos. Estos elementos externos pueden ingresar al generador a través del aire de enfriamiento, el sistema de ventilación o incluso durante el mantenimiento [16]. Su presencia en el entorno del rotor puede reducir la capacidad dieléctrica del aislamiento y aumentar el riesgo de fallas eléctricas.

## **2.3 Métodos actuales de identificación de fallas entre espiras**

La identificación de fallas entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos para asegurar la operación confiable del equipo, se tienen diversos métodos, tanto en “línea” como “fuera de línea”, que se utilizan para detectar estas fallas y minimizar los riesgos asociados con la operación de las unidades generadoras [17]. A continuación, se describirán los métodos más comunes para identificar fallas entre espiras, incluyendo su descripción, ventajas y limitaciones.

### **2.3.1. Métodos fuera de línea**

Los métodos fuera de línea para la identificación de fallas entre espiras en el devanado del rotor implican realizar pruebas en el generador mientras está fuera de servicio. Estas pruebas se llevan a cabo en condiciones controladas, lo que permite realizar un diagnóstico más detallado y exhaustivo, ya que el generador no está

expuesto a las fluctuaciones operativas normales y se pueden aplicar técnicas específicas para identificar fallas incipientes o avanzadas en el devanado [18]. Aunque la necesidad de desconectar el generador puede limitar su uso en plantas que requieren alta disponibilidad, estos métodos son fundamentales para la evaluación profunda y el mantenimiento programado [19].

#### **2.3.1.1 Prueba de impulso a baja tensión (RSO)**

La prueba de RSO es una técnica especializada utilizada para detectar fallas entre espiras en el rotor. Consiste en inyectar un impulso de alta frecuencia en el devanado del rotor y analizar la respuesta oscilatoria resultante. Cualquier discontinuidad o cortocircuito dentro del devanado altera la forma de la onda reflejada, lo que indica la presencia de fallas [20].

Es altamente sensible para detectar fallas incipientes y proporciona información detallada sobre la ubicación del cortocircuito dentro del devanado. Es especialmente útil en generadores de gran capacidad. La configuración de la prueba es compleja y requiere personal experto. Además, el generador debe estar completamente fuera de servicio, lo que implica una planificación adecuada para minimizar el tiempo de inactividad. El principio de funcionamiento del RSO se basa en enviar un pulso rectangular a través del devanado de campo. Este pulso se propaga a lo largo del devanado y, cuando encuentra una discontinuidad (como un cortocircuito entre espiras), una parte de la energía del pulso se refleja de vuelta hacia el punto de origen. Al conectar un osciloscopio de doble canal a los dos anillos rozantes del rotor, se pueden medir simultáneamente las señales en ambos extremos del devanado. Las diferencias en la forma de las señales reflejadas pueden dar indicios de la presencia de fallas [21].

La técnica de prueba RSO (Oscilógrafo de Surgimiento Recurrente) se emplea para registrar, en un osciloscopio de doble canal, las ondas reflejadas de un pulso rectangular de entrada que viaja a lo largo del devanado de campo, capturándose simultáneamente en los dos anillos rozantes del rotor. Este método no invasivo,

aplicado fuera de línea, permite localizar fallas entre espiras en los devanados de manera precisa [22]. Basado en el principio de la reflectometría en el dominio del tiempo (TDR), el enfoque se ha extendido para visualizar los cortocircuitos entre espiras en los devanados de excitación de turbogeneradores (TG), proporcionando una técnica efectiva para el diagnóstico de fallas entre espiras en el devanado de rotor.

Típicamente, un generador de señales inyecta un voltaje escalonado de 5 a 12 volts con un frente de onda de rápida subida. Este pulso rectangular de alta frecuencia se envía hacia la impedancia característica del circuito distribuido R-L-C del devanado del rotor a través de los anillos rozantes, conectado al eje aterrizado de forma sucesiva (Figura 2.1).

El comportamiento del pulso inyectado en el devanado puede modelarse mediante la ecuación de onda unidimensional:

$$V(x, t) = f(t - x/v) + g(t + x/v) \quad (2.1)$$

donde  $f(t)$  representa la onda incidente y  $g(t)$  la onda reflejada.

Cuando el devanado es eléctricamente uniforme (estado sano), la impedancia característica  $Z_0$  es constante y el coeficiente de reflexión:

$$\Gamma = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.2)$$

tiende a cero, produciendo señales reflejadas idénticas en ambos anillos rozantes. Esto se observa en la figura 2.2, donde las reflexiones se superponen en una sola traza. Si existe un cortocircuito entre espiras, la inductancia local disminuye y la impedancia cambia abruptamente. En ese caso,  $\Gamma \neq 0$ , y aparece una reflexión adelantada debido a la discontinuidad. La figura 2.3 muestra precisamente este fenómeno las dos señales obtenidas en los anillos rozantes dejan de coincidir y presentan irregularidades asociadas a la modificación local de  $Z(x)$ .

De esta manera, las figuras presentadas en esta sección constituyen la manifestación directa del modelo matemático basado en ondas incidentes y ondas reflejadas, validando la teoría de reflectometría en el dominio del tiempo aplicada al diagnóstico de cortocircuitos entre espiras.

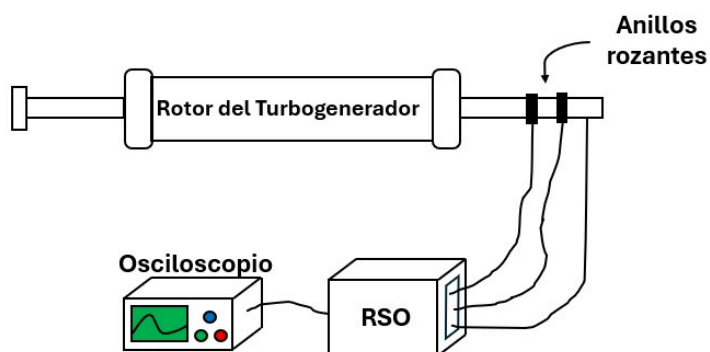


Figura 2.1. Esquema del ensayo RSO.

*Nota:* El RSO actúa como fuente de pulsos de alta frecuencia e inyecta el pulso en el devanado; el osciloscopio registra la respuesta. Se indican los puntos de inyección en los anillos rozantes.

El pulso ingresa por uno de los anillos colectores hacia el circuito de campo y llega al otro anillo rozante en un devanado de campo sin fallas, es decir, sin cortocircuitos entre espiras ni a tierra. La onda reflejada regresa desde el extremo abierto del segundo anillo rozante hasta el punto de entrada del primer anillo. Las dos señales son idénticas y, al sumarse tras la inversión, forman una línea recta sin irregularidades. Un devanado en buen estado es eléctricamente simétrico, por lo que el tiempo de propagación del pulso transitorio inyectado en ambos anillos rozantes será igual. Esto produce reflexiones idénticas, como se ilustra en la Figura 2.2, donde se observan señales superpuestas que generan una única traza. Esta figura corresponde al resultado de una prueba real de diagnóstico realizada al rotor del generador.

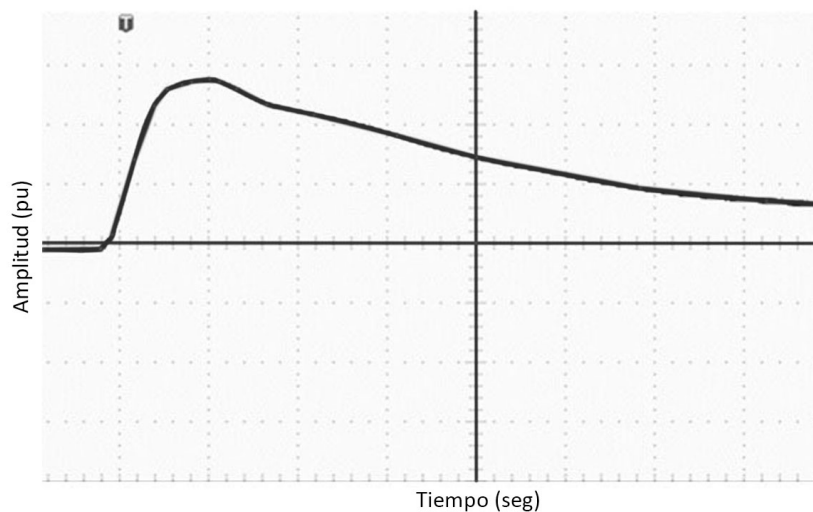


Figura 2.2. Muestra reflexiones idénticas señal de un devanado sano.

Las señales reflejadas que se generan con espiras en cortocircuito, a causa de un cambio abrupto en la impedancia, regresan al extremo inicial del devanado. Estas señales pueden observarse en un osciloscopio de doble canal como dos ondas distintas con irregularidades (Figura 2.3). Esta figura corresponde al resultado de una prueba real de diagnóstico realizada al rotor del generador.

La comparación entre las ondas incidentes y las reflejadas superpuestas se empleará para identificar los contactos anormales entre espiras [23].

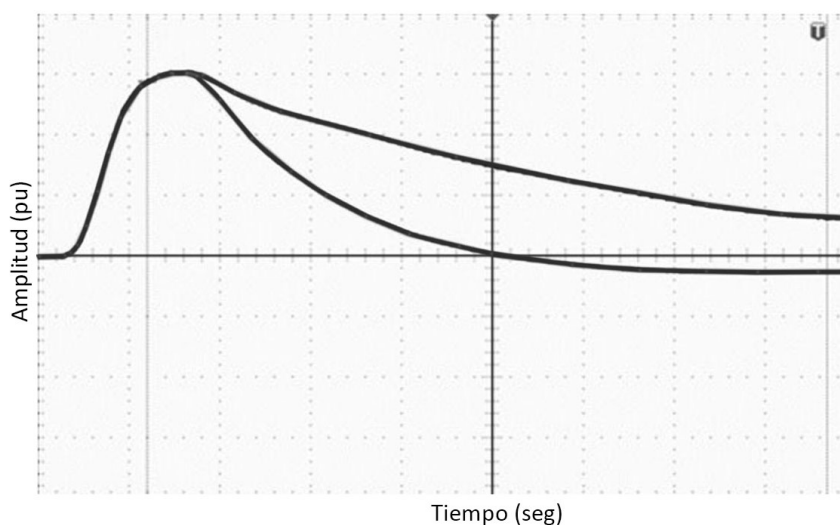


Figura 2.3. Señales distintas debido al cambio de impedancia por el corto entre espiras.

La clase de aislamiento del devanado de rotor es clase “F”, en ranuras se utiliza una caja preformada de capas de Nomex-Mylar en toda la longitud de la ranura. En la parte superior de la ranura se utilizan rellenos de fibra de vidrio con resina epóxica según sea el tipo de enfriamiento del rotor este contará con ductos de ventilación adecuados para proporcionar trayectorias de enfriamiento efectivas [24].

Las espiras de las bobinas están separadas por el aislamiento entre espiras, este es un material flexible con contenido de fibra de vidrio impregnado con resina, el cual está unido mediante un proceso tecnológico especial [25]. Como cierre de la ranura se tienen las cuñas de material de cobre de alta resistencia mecánica, como se muestra en la Figura 2.4. Las bobinas conectadas en serie para formar los polos N y S en un turbogenerador se ilustran en la Figura 2.5.

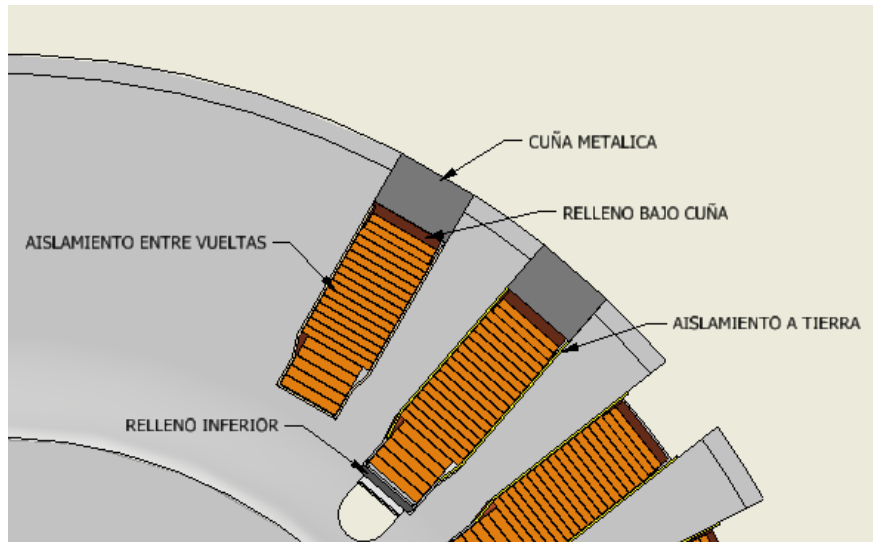


Figura 2.4. Arreglo de ranura del rotor de un turbogenerador.

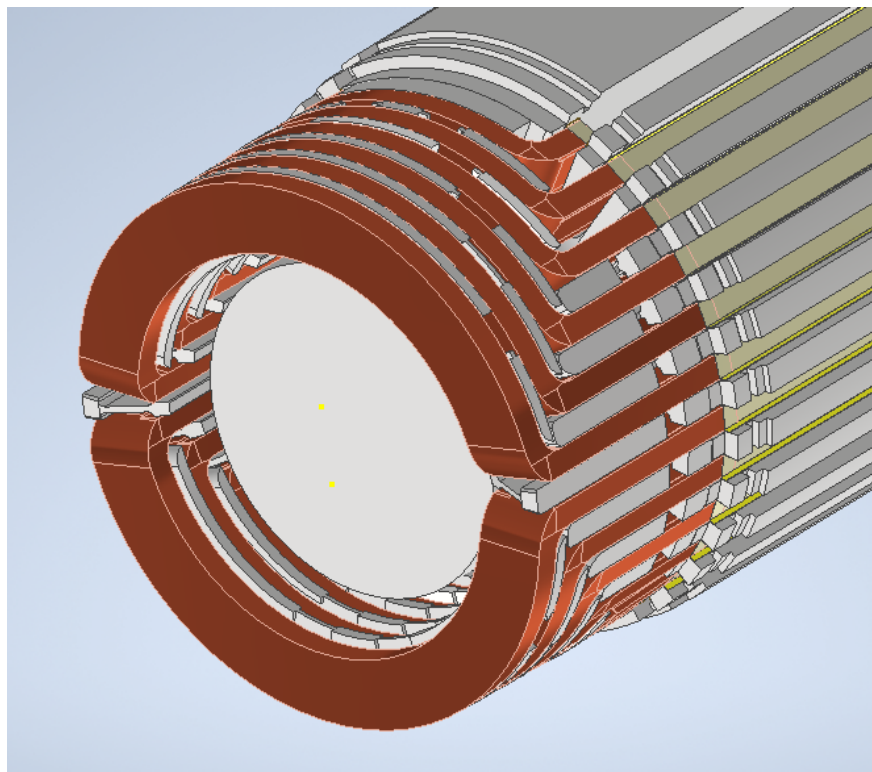


Figura 2.5. Bobinas del devanado del rotor para formar los polos N y S en un turbogenerador.

El circuito equivalente (Figura 2.6) del devanado de campo de dos polos para ondas viajeras de alta frecuencia se presenta con elementos distribuidos de resistencia, inductancia y capacitancia a lo largo del circuito, donde:  $L_1, L_2, L_3$  y  $L_4$  son las inductancias del devanado de campo,  $R_1, R_4, R_7$  y  $R_{10}$  son las resistencias a tierra,  $R_2, R_6, R_9$  y  $R_{11}$  son las resistencias entre espiras,  $C_1, C_3, C_5, C_7$  y  $C_9$  son las capacitancias a tierra,  $C_2, C_4, C_6$  y  $C_8$  son las capacitancias entre espiras y  $R_3, R_5, R_8$  y  $R_{12}$  son las resistencias óhmicas de las bobinas.

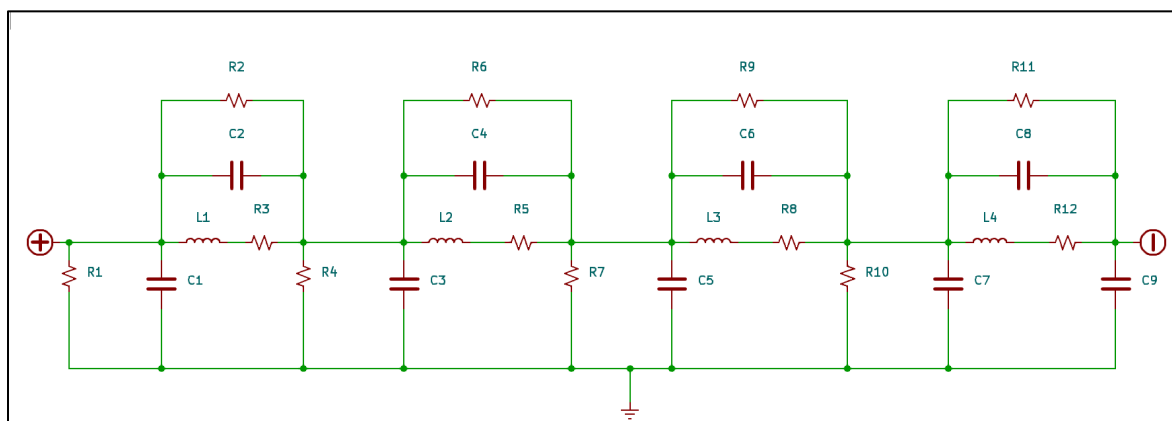


Figura 2.6. Circuito equivalente para análisis de alta frecuencia del rotor de un turbogenerador

Es complejo determinar las magnitudes de los elementos eléctricos distribuidos debido a las variaciones en la geometría y el diseño de la máquina. Por ello, se emplean mediciones con ondas viajeras para detectar posibles anomalías en los devanados.

La reflectometría en el dominio del tiempo (TDR) se basa en el análisis de ondas viajeras de alta frecuencia que se propagan a lo largo de líneas de transmisión, como ocurre en los devanados del rotor de los turbogeneradores [26]. Cuando una

perturbación de alta frecuencia se aplica en un extremo de la línea, esta se desplaza a través de la impedancia característica de la red RLC distribuida a lo largo del sistema, moviéndose a una velocidad cercana a la de la luz. En presencia de un cambio abrupto en la impedancia, como un cortocircuito entre espiras, parte de la energía de la onda se refleja hacia el punto de origen, mientras que otra parte se transmite. Estas señales de voltaje y corriente reflejadas y transmitidas varían en magnitud según la severidad y ubicación del defecto [27]. Este principio de propagación y reflexión de ondas viajeras es fundamental para la detección de cortocircuitos en los devanados del rotor, permitiendo una identificación precisa y no destructiva de las fallas en los generadores de gran capacidad.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.3)$$

En (2.3),  $Z_0$  es la impedancia característica de la línea de transmisión,  $L$  es la inductancia por unidad de longitud y  $C$  es la capacitancia por unidad de longitud. En líneas de transmisión con extremos abiertos, la corriente incidente se reflejará de regreso sucesivamente al extremo de envío como una onda reflejada.

El reflectómetro de dominio del tiempo (TDR) es un instrumento especializado que permite medir el tiempo de tránsito de los pulsos reflejados, lo que facilita la determinación de la longitud de los conductores. Tradicionalmente utilizado para identificar cortocircuitos en cables, este método ha sido adaptado para los devanados de campo de turbogeneradores (TG) con el fin de localizar cortocircuitos ocultos entre espiras y fallas a tierra.

La onda viajera se altera en las uniones con fallas debido a cambios bruscos en la impedancia de la línea. Las magnitudes del voltaje variarán dependiendo de los diferentes valores de impedancia en cada caso. La expresión para el voltaje de la onda

incidente  $e$ , cuando se genera una perturbación en el extremo de la línea, se define como:

$$e = EU(t) \quad (2.4)$$

Para el análisis de reflexión, se asumen las siguientes condiciones de impedancia:

Para una línea larga con el extremo en circuito abierto con impedancia al impulso,  $Z$ :

$$Z_1 = Z; Z_2 = \infty \quad (2.5)$$

El coeficiente de reflexión  $\Gamma$  en el punto de discontinuidad está dado por:

$$\Gamma = \frac{(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} = 1 \quad (2.6)$$

En este caso, el voltaje de la onda reflejada  $e'$  es:

$$e' = \Gamma e = e = EU(t) \quad (2.7)$$

Las ecuaciones (2.3) a (2.7) describen el comportamiento de las ondas incidentes y reflejadas cuando existe un cambio de impedancia en el devanado del rotor. En un rotor sano, la impedancia característica  $Z_0$  permanece uniforme, por lo que el coeficiente de reflexión definido en (2.6) tiende a cero. En estas condiciones, la onda reflejada dada por (2.7) mantiene la misma forma temporal vista en la figura 2.2, donde ambas señales coinciden.

Cuando se presenta un cortocircuito entre espiras, la impedancia local cambia abruptamente, lo que hace que el coeficiente de reflexión  $\Gamma$  sea distinto de cero. Esta discontinuidad provoca una onda reflejada con forma y tiempo de llegada alterados, tal como se presenta en la figura 2.3.

De esta manera, las figuras 2.2 y 2.3 son las ecuaciones matemáticas que modelan la propagación y reflexión de ondas en una línea con discontinuidades. Las ecuaciones (2.3) a (2.7) constituyen el fundamento teórico que explica la aparición de las reflexiones diferenciadas que caracterizan a un devanado con espiras en cortocircuito.

Para una línea que termina con una resistencia igual a la impedancia al impulso  $Z$  de la línea:

El voltaje de la onda incidente  $e$  y el coeficiente de reflexión  $\Gamma$  son:

$$e = EU(t) \quad (2.8)$$

$$Z_1 = Z; Z_2 = R = Z \quad (2.9)$$

$$\Gamma = \frac{(R-Z)}{(R+Z)} = 0 \quad (2.10)$$

En este caso, el voltaje de la onda reflejada  $e'$  es nula.

$$e' = \Gamma e = 0 \quad (2.11)$$

Por lo tanto, las condiciones para que no haya onda reflejada son:

$$Z_1 = Z; Z_2 = R = Z \quad (2.12)$$

Para una línea larga con un cambio repentino en la impedancia,  $L$ :

El voltaje de la onda incidente  $e$  y el coeficiente de reflexión  $\Gamma$  son:

$$e = EU(t) \quad (2.13)$$

$$Z_1 = Z; Z_2 = L \quad (2.14)$$

$$\Gamma = \frac{(L-Z)}{(L+Z)} = - \left[ 1 - 2 \exp \left( -\frac{Z}{L} t \right) \right] \quad (2.15)$$

El voltaje de la onda reflejada  $e'$ :

$$e' = \Gamma e = - \left[ 1 - 2 \exp \left( -\frac{Z}{L} t \right) \right] EU(t) \quad (2.16)$$

Se puede apreciar como existe una disminución exponencial de la onda reflejada en la unión.

### 2.3.1.2 Caso de estudio: Identificación de espiras en cortocircuito en un turbogenerador de 26 MVA mediante la prueba de RSO

El presente caso de estudio describe la identificación de espiras en cortocircuito en el rotor de un turbogenerador de 26 MVA, 3,800 V, 2 Polos, 3,600 RPM. Este generador fue retirado de servicio debido a problemas de vibración que se intensificaban al aumentar la carga, lo que indicaba una posible falla en el rotor. Ante esta situación, se decidió realizar una evaluación, que incluyó la extracción del rotor y la ejecución de pruebas no destructivas.

La prueba de Impulso a baja tensión (RSO) se utilizó como una herramienta para identificar la presencia de un cortocircuito entre espiras en el devanado del rotor. El turbogenerador en cuestión tiene una potencia nominal de 26 MVA, con un diseño de rotor cilíndrico típico de máquinas de 3,600 RPM. Este turbogenerador es utilizado para el suministro de energía al sistema, y su confiabilidad es crítica para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. Cualquier defecto en el rotor, como un cortocircuito entre espiras, puede generar desequilibrios magnéticos, sobrecalentamiento localizado y, eventualmente, problemas de vibración, como los experimentados en este caso.

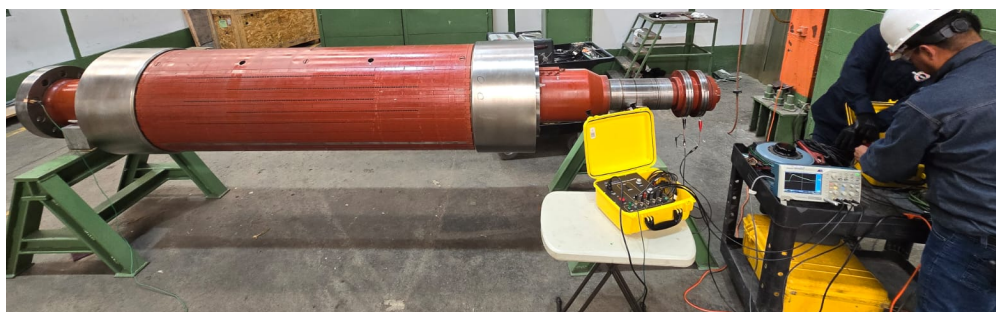


Figura 2.7. Ejecución de prueba de impulso (RSO) a rotor de un turbogenerador.

Después de retirar el rotor del generador, se realizaron inspecciones visuales y pruebas eléctricas (Figura 2.7). A pesar de que no se encontraron defectos visuales evidentes, la prueba de RSO se aplicó para realizar el diagnóstico de la condición del aislamiento entre espiras. Cualquier irregularidad o diferencia en las curvas de respuesta obtenidas puede indicar un cortocircuito entre espiras. En este caso, la comparación de las curvas de referencia y las obtenidas durante la prueba mostró una clara discrepancia, confirmando la presencia de corto entre espiras del devanado del rotor.

Los resultados de la prueba RSO mostraron que las señales reflejadas presentaban un desfase y una atenuación atípicos en comparación con las curvas de referencia de un rotor en buen estado. Este comportamiento es característico de un cortocircuito entre espiras, ya que la falta de aislamiento entre vueltas modifica la inductancia y resistencia del circuito local. Las curvas obtenidas durante la prueba evidenciaron que el cortocircuito se encontraba en una sección específica del devanado, lo que permitió identificar de manera más sencilla la ubicación del fallo.

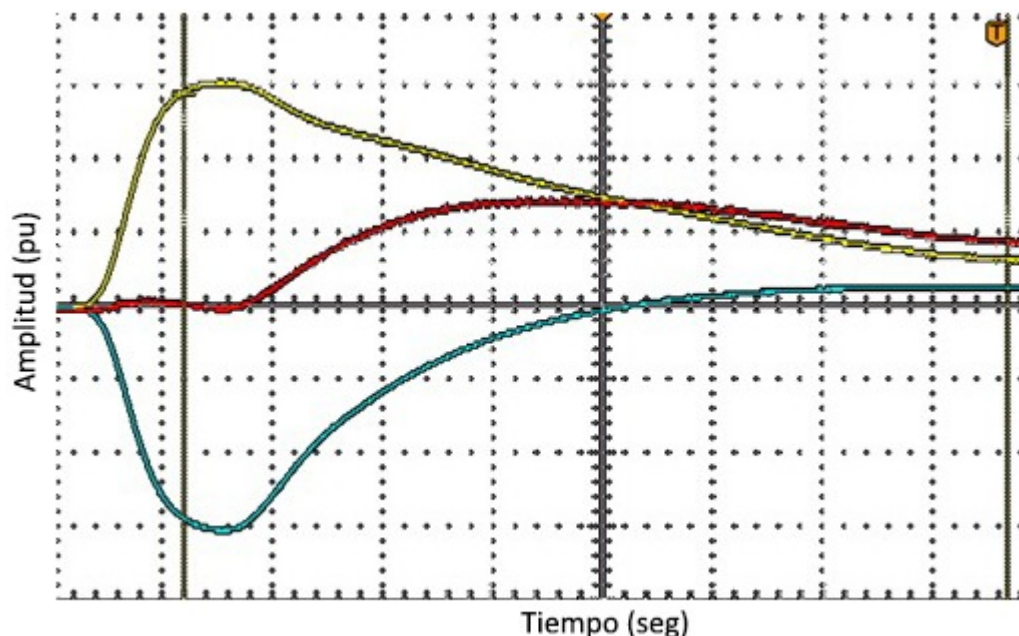


Figura 2.8. Prueba no satisfactoria de RSO.

*Nota:* donde se observa falla entre espiras. La curva naranja corresponde a la respuesta del polo A, la curva azul a la respuesta del polo B y la curva roja representa la diferencia entre ambas mediciones.

Tras la identificación de la falla, la respuesta al impulso se muestra en la Figura 2.8, se tomaron medidas correctivas que incluyeron el rebobinado parcial del rotor para recuperar el segmento del devanado afectado. La aplicación de la prueba RSO resultó fundamental para detectar un cortocircuito entre espiras en el rotor del turbogenerador de 26 MVA. Esta técnica permitió identificar la falla, lo que facilitó la implementación de acciones correctivas.

### 2.3.2 Prueba de FRA

El FRA es una herramienta no invasiva que mide cómo las características eléctricas del circuito del rotor cambian a lo largo de un amplio rango de frecuencias. Las desviaciones en la respuesta de frecuencia respecto a un perfil de referencia o a la

respuesta de rotores en buen estado pueden indicar problemas estructurales o eléctricos. En generadores síncronos, especialmente aquellos de gran capacidad, el FRA es particularmente útil para identificar fallas internas del rotor que no siempre son visibles mediante pruebas eléctricas convencionales a 60 Hz [28].

La prueba de FRA se realiza aplicando una señal de barrido de baja tensión y amplia frecuencia al devanado del rotor y midiendo la respuesta del sistema en función de la frecuencia. La respuesta obtenida se compara con una referencia, que puede ser una curva previa del mismo equipo basada en mediciones históricas. Cualquier desviación significativa entre la respuesta medida y la de referencia indica la presencia de anomalías, tales como deformaciones mecánicas, cortocircuitos entre espiras, desplazamientos de bobinas, o cambios en la rigidez dieléctrica [29].

La respuesta a la frecuencia es una técnica altamente sensible, capaz de detectar incluso los cambios más sutiles en la estructura interna del devanado o en las conexiones eléctricas. Esta capacidad de identificar anomalías incipientes es clave para el mantenimiento predictivo, ya que permite detectar fallas antes de que se conviertan en problemas mayores que podrían resultar en fallas que saquen de operación a la unidad. Otra ventaja significativa es que es una prueba no invasiva y no destructiva, lo que significa que no es necesario desmontar el generador ni interferir con su estructura interna, lo que facilita su aplicación en entornos industriales con restricciones de tiempo para el mantenimiento.

Además, la prueba de FRA no sólo puede identificar cortocircuitos entre espiras, sino también una amplia gama de problemas, como desplazamientos de bobinas, o defectos en las conexiones eléctricas. Sin embargo, la prueba de FRA tiene algunas limitaciones importantes. Una de las principales desventajas es que requiere una curva de referencia precisa y confiable del equipo en condiciones normales para poder interpretar los resultados correctamente. Si no se dispone de esta referencia, puede ser

difícil determinar si las desviaciones observadas son indicativas de un problema real o simplemente variaciones normales.

Por otro lado, la interpretación de los resultados de la prueba puede ser compleja, ya que diferentes tipos de fallas pueden generar curvas de respuesta en frecuencia similares, lo que requiere un alto nivel de experiencia y conocimiento especializado para distinguir adecuadamente las causas subyacentes de las anomalías. Por último, en entornos con alto ruido eléctrico o interferencia electromagnética, la precisión de las mediciones de FRA puede verse comprometida, lo que podría llevar a resultados poco fiables o difíciles de interpretar.

### **2.3.2.1 Modelo matemático del FRA**

El Análisis de Respuesta en Frecuencia Barrida (FRA) se fundamenta matemáticamente en los principios de circuitos eléctricos y el análisis de sistemas lineales, en donde se estudia cómo las diferentes frecuencias afectan la respuesta de un sistema electromecánico, como un transformador o un generador [30].

#### *Modelo básico del sistema eléctrico*

Un generador o transformador puede modelarse mediante una combinación de componentes pasivos como inductores, condensadores y resistencias. Este sistema se representa por una Función de Transferencia  $H(s)$ , donde  $s=j\omega$  es la variable compleja de Laplace (con  $\omega$  la frecuencia angular).

$$H(s) = \frac{V_{out}(s)}{V_{in}(s)} \quad (2.17)$$

Aquí  $V_{in}(s)$  es la señal de entrada (la señal de barrido en frecuencia aplicada) y  $V_{out}(s)$  es la respuesta medida en el equipo. El objetivo del FRA es medir esta relación para un amplio rango de frecuencias.

Función de transferencia y componentes del sistema. La función de transferencia de un sistema eléctrico (generador o transformador) puede modelarse como una red de

impedancias, que depende de la frecuencia. Si tomamos como ejemplo un circuito RL (Resistencia-Inductancia) simple, la impedancia total del sistema es:

$$Z(s) = R + sL = R + j\omega L \quad (2.18)$$

donde:

R es la resistencia del sistema

L es la inductancia

$\omega$  es la frecuencia angular (relacionada con la frecuencia f como  $\omega=2\pi f$ ).

A medida que la frecuencia  $\omega$  aumenta, la impedancia inductiva  $j\omega L$  domina, y la magnitud de la función de transferencia disminuye.

### *Respuesta en frecuencia*

La respuesta en frecuencia es la evaluación de la magnitud y la fase de  $H(s)$  cuando  $s = j\omega$ , es decir, para frecuencias reales  $\omega$ . Esto se hace variando  $\omega$  y observando cómo responde el sistema.

La magnitud de la respuesta en frecuencia está dada por:

$$|H(j\omega)| = \left| \frac{V_{out}(j\omega)}{V_{in}(j\omega)} \right| \quad (2.19)$$

El desfase de la respuesta en frecuencia es:

$$\theta(\omega) = \arg(H(j\omega)) \quad (2.20)$$

### *Interpretación de la respuesta en FRA*

Para un sistema más complejo (como el rotor de un generador), su función de transferencia incluirá múltiples polos y ceros, representando las inductancias,

capacitancias y resistencias distribuidas en el sistema. Este puede representarse mediante una función de transferencia de orden superior, con una estructura típica:

$$H(j\omega) = \frac{N(j\omega)}{D(j\omega)} \quad (2.21)$$

donde:

$N(j\omega)$  es un polinomio de  $j\omega$  que representa los ceros del sistema (correspondiente a los resonadores naturales del sistema).

$D(j\omega)$  es un polinomio de  $j\omega$  que representa los polos del sistema (relacionados con la resonancia y amortiguamiento del sistema).

Las ecuaciones (2.17) a (2.21) describen cómo la función de transferencia del devanado depende de los parámetros distribuidos del sistema (resistencias, inductancias y capacitancias). En un rotor sano, la distribución de inductancia es uniforme, por lo que los polos y ceros definidos en (2.21) aparecen en frecuencias bien establecidas y la curva de magnitud  $|H(j\omega)|$  presenta picos de resonancia característicos.

En presencia de un cortocircuito entre espiras, la inductancia equivalente de la sección afectada disminuye, produciendo un desplazamiento en los polos del sistema. Esta alteración modifica directamente la forma de  $H(j\omega)$ , provocando que los picos de resonancia se desplacen y que cambie la magnitud de la respuesta en frecuencia en puntos específicos del espectro.

La figura 2.9 muestra precisamente este fenómeno: las diferencias entre la curva del rotor sano y el rotor fallado corresponden a los cambios en la función de transferencia derivados de la modificación local de inductancia. Los desplazamientos en amplitud, la aparición de nuevas resonancias o la atenuación de otras son la manifestación experimental directa del modelo matemático descrito en (2.17) a (2.21).

Por lo tanto, la figura de FRA refleja fielmente el comportamiento dinámico del sistema y confirma la sensibilidad de la función de transferencia a cambios estructurales causados por un cortocircuito entre espiras.

Las fallas entre espiras, por ejemplo, cambiarán la inductancia y capacitancia distribuidas en el sistema. Esto alterará la ubicación de los polos y ceros de la función de transferencia, lo que se manifestará como cambios en la magnitud y fase de la respuesta en frecuencia  $H(j\omega)$  en ciertos rangos de frecuencia. Las curvas de respuesta en frecuencia se suelen graficar en una escala logarítmica para observar mejor las variaciones.

El comportamiento típico es:

- A bajas frecuencias, el sistema puede comportarse de manera resistiva.
- En frecuencias medias, las inductancias y capacitancias afectan más, generando picos o caídas (resonancias).
- A altas frecuencias, las pérdidas y los efectos capacitivos suelen dominar.

### *Interpretación de Fallas*

Cuando ocurre una falla, como un cortocircuito entre espiras, el valor de la inductancia en esa región cambia. Este cambio se refleja en una modificación en la respuesta en frecuencia, desplazando los polos o ceros de la función de transferencia, lo cual produce alteraciones en la magnitud y fase de la respuesta medida [31]. En resumen, el FRA se basa en medir cómo la función de transferencia en un sistema electromecánico varía con la frecuencia. Los cambios en la respuesta en frecuencia son indicativos de daños o modificaciones en la estructura interna del sistema, como fallas entre espiras en un rotor de turbogenerador.

### **2.3.2.2 Caso de estudio: Prueba FRA en el rotor de un turbogenerador de 346 MVA, 20 kV, 3600 RPM**

El equipo bajo prueba es un turbogenerador de 346 MVA, con una tensión nominal de 20 kV y operando a una velocidad de 3600 RPM. Este turbogenerador tiene un diseño enfriado por hidrógeno, característico de máquinas sincrónicas de gran capacidad utilizadas en plantas de generación de energía. El objetivo principal de la prueba FRA (Análisis de Respuesta en Frecuencia Barrida) es evaluar la integridad estructural del devanado del rotor y la identificación de posibles fallas entre espiras. Validar la condición electromagnética del rotor antes de su puesta en servicio después de una parada de mantenimiento preventivo. Asegurar que no haya desalineaciones, desplazamientos o cortocircuitos en el rotor que puedan afectar su operación.

#### *Metodología de la Prueba FRA:*

- La prueba de FRA se realizó con el rotor extraído.
- Se aplicó una señal de barrido de frecuencia en el rango de 10 Hz a 1 MHz para obtener una respuesta detallada de la impedancia del rotor.
- Se conectó el equipo FRA a los terminales del rotor y a la flecha del rotor, usando mediciones diferenciales para capturar la respuesta en frecuencia.
- Los resultados obtenidos en las gráficas de respuesta en frecuencia fueron evaluados tanto en términos de magnitud como de fase.

Magnitud: La curva mostró una transición suave desde bajas hasta altas frecuencias, sin la presencia de picos anómalos o caídas significativas en la respuesta. Las resonancias esperadas en el rango de media frecuencia (entre 10 kHz y 100 kHz) indicaron que el devanado del rotor se encontraba en buenas condiciones.

Fase: La respuesta de fase fue coherente con los datos históricos. No se observaron desplazamientos bruscos en la fase que pudieran sugerir cortocircuitos

entre espiras o fallas mecánicas internas, como desalineaciones o desplazamientos de la bobina con respecto al núcleo (Figura 2.9).

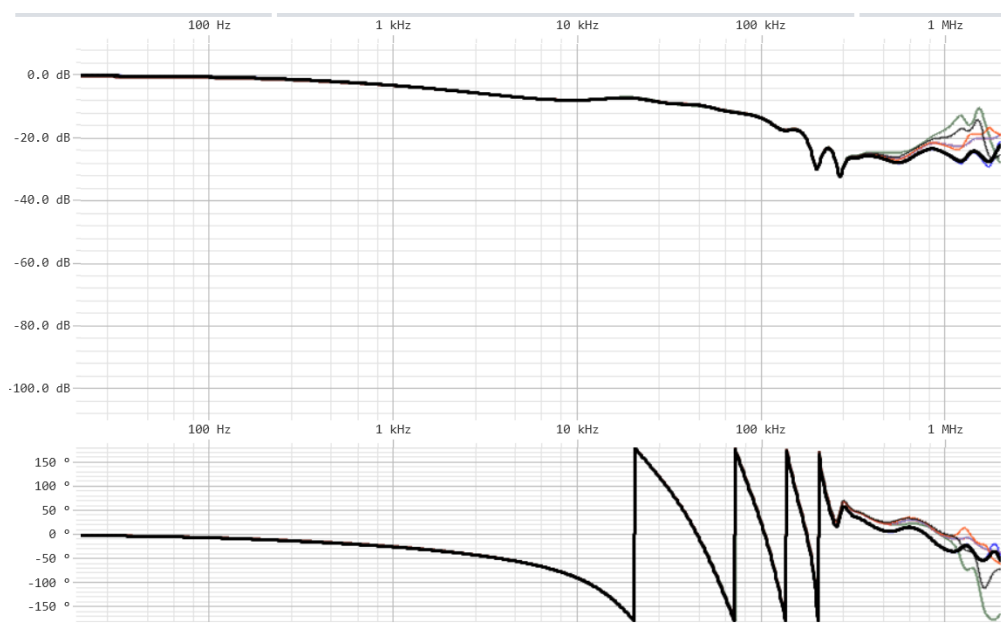


Figura 2.9. Histórico de pruebas de diagnóstico de respuesta al barrido de frecuencia del turbogenerador.

*Nota:* La gráfica superior muestra la magnitud en decibeles (dB) y la gráfica inferior representa la fase en grados, ambas en función de la frecuencia (escala logarítmica).

**Integridad del devanado:** Los resultados mostraron que el devanado del rotor estaba en buenas condiciones, sin signos de cortocircuitos entre espiras ni fallas de aislamiento.

**Desalineación o desplazamientos mecánicos:** No se detectaron indicios de desalineación mecánica o movimiento de los bobinados del rotor. Esto fue verificado mediante la comparación de la curva de magnitud con los resultados históricos.

Condiciones electromagnéticas: La respuesta en frecuencia fue consistente con el modelo electromagnético del rotor, validando la correcta distribución de las inductancias y capacitancias distribuidas en el sistema.

La prueba FRA realizada en el rotor del turbogenerador de 350 MVA, 20 kV, y 3600 RPM arrojó resultados satisfactorios. La respuesta en frecuencia fue consistente con los parámetros esperados, lo que indica que el rotor se encuentra en óptimas condiciones para su operación (Figura 2.9). La prueba confirmó la ausencia de fallas entre espiras, problemas de aislamiento o desalineaciones estructurales.

### **2.3.3 Métodos en línea**

Los métodos en línea para la detección de fallas en generadores síncronos permiten el monitoreo continuo del equipo mientras se encuentra en operación, sin necesidad de detener el generador ni interrumpir el servicio. Esto es especialmente ventajoso para instalaciones que requieren alta disponibilidad y funcionamiento continuo, ya que permite identificar problemas en sus etapas iniciales antes de que evolucionen a fallas mayores. El monitoreo en tiempo real proporciona información valiosa sobre la condición del generador bajo diferentes condiciones de carga y operación, lo que permite detectar anomalías o tendencias que podrían ser indicativas de fallas incipientes en el sistema [32]. Los métodos en línea se basan en la adquisición de datos en tiempo real, tales como señales eléctricas (corriente, voltaje), vibraciones, temperatura y otros parámetros de operación. Estos datos son analizados para identificar patrones anómalos o cambios en el comportamiento del generador que sugieren la presencia de fallas. Algunos de los parámetros más comunes monitoreados son la corriente de excitación, las vibraciones del rotor, la temperatura de los devanados, y los armónicos en las corrientes del estator. La detección de cambios en estas variables puede revelar la presencia de cortocircuitos entre espiras, problemas de desbalance, desgaste del aislamiento, o fallas mecánicas.

### 2.3.3.1 Monitoreo con Flux Probe

El flux probe opera midiendo las variaciones en el flujo magnético en el entrehierro del generador, la región situada entre el rotor y el estator. Figura 2.10 a ilustra una sección transversal de un rotor de 2 polos, señalando la posición de la sonda de flujo fija. Bajo condiciones normales, el flujo magnético tiene un patrón específico y estable mientras el generador está en operación como se observa en la Figura 2.10 b. Sin embargo, cuando se produce un cortocircuito entre espiras en el devanado del rotor, el equilibrio del campo magnético se altera, lo que genera distorsiones en el flujo magnético que son detectadas por la sonda [33]. Estas distorsiones aparecen como fluctuaciones anómalas en la señal de la sonda, que se interpretan para determinar la presencia y severidad de la falla [34].

El principio de operación del flux probe se describe a partir de la ley de Faraday, donde la tensión inducida en la bobina sensora está dada por:

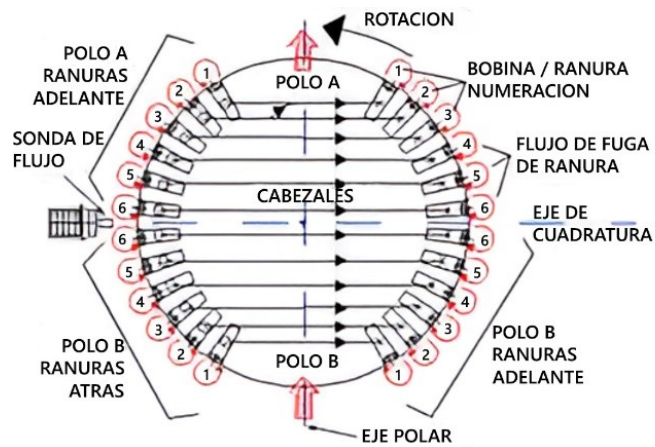
$$e(t) = N \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.22)$$

con  $N$  el número de espiras de la sonda y  $\phi(t)$  el flujo magnético de dispersión generado por el devanado de campo.

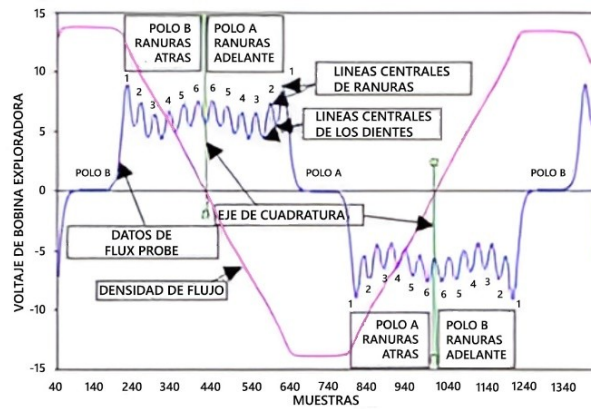
En condiciones normales, la distribución de corriente sobre el rotor es uniforme, por lo que el flujo de dispersión presenta un patrón periódico estable. La derivada temporal de este flujo, mostrada en las señales del flux probe, corresponde a la forma de onda característica del rotor sano.

Cuando ocurre un cortocircuito entre espiras, la corriente del rotor se redistribuye y genera una asimetría en el campo magnético. Este fenómeno modifica  $\phi(t)$  y, en consecuencia, altera la señal inducida  $e(t)$ . Las variaciones adicionales, pulsos asimétricos o cambios en la envolvente observados en las figuras 2.11 y 2.12 son la manifestación directa de esta alteración del flujo.

Por tanto, las figuras asociadas al flux probe constituyen evidencia del modelo expresado por la ecuación anterior, mostrando cómo la asimetría en el flujo inducida por una espira en cortocircuito se refleja inmediatamente en la señal registrada por la sonda.



a)



b)

Figura 2.10. Monitoreo con flux probe.

*Nota:* la Figura a) ilustra una sección transversal de un rotor de 2 polos donde se muestra el posicionamiento de la sonda de flujo fija. b) se presenta una señal digitalizada obtenida por dicha sonda durante una prueba en vacío, en la cual se indican tanto la nomenclatura del rotor como la forma de onda asociada.

Esta técnica ofrece múltiples ventajas en el monitoreo de generadores síncronos, especialmente en la detección temprana de fallas entre espiras en el rotor. Es altamente sensible a fallas incipientes, lo que permite identificar problemas en sus primeras etapas y facilita la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo para evitar fallas catastróficas. Su capacidad de monitoreo en línea y continuo hace posible detectar anomalías sin necesidad de detener el generador, ideal para plantas con alta demanda de disponibilidad operativa [35]. Además de los cortocircuitos entre espiras, puede detectar otros problemas magnéticos, como desbalances de polos o fallas en el sistema de excitación, lo que lo convierte en una herramienta versátil para el diagnóstico de fallas. También ofrece la ventaja de proporcionar información sobre la ubicación de la falla, lo que ayuda a agilizar las reparaciones [36]. Por último, es un método no invasivo que se instala en el entrehierro del generador sin modificar el diseño interno, optimizando así los costos y tiempos de mantenimiento.

El Flux Probe también presenta algunas desventajas que deben considerarse. La instalación de la sonda en el entrehierro del generador puede ser complicada y costosa, especialmente en equipos ya existentes que no fueron diseñados para incluir este tipo de sensor, lo que puede requerir adaptaciones significativas. Además, la interpretación de las señales obtenidas puede ser compleja, ya que las lecturas pueden verse afectadas por el ruido eléctrico y otras interferencias, lo que requiere técnicas avanzadas de procesamiento de señales y conocimientos especializados para diferenciar entre fallas reales y variaciones normales. El costo asociado a la implementación de un sistema de monitoreo con Flux probe” también puede ser

elevado, tanto en términos de equipos como de instalación y mantenimiento, lo que podría limitar su uso en instalaciones con restricciones presupuestarias.

El monitoreo de la condición del rotor en turbogeneradores es fundamental para garantizar su operación confiable y eficiente. Entre las diversas técnicas de diagnóstico, el uso de flux probes ha ganado relevancia en los últimos años debido a su capacidad para detectar anomalías en el devanado del rotor, especialmente cortocircuitos entre espiras. Estas sondas, estratégicamente ubicadas en el estator, permiten medir el flujo magnético generado por el rotor, proporcionando información valiosa sobre el comportamiento del campo magnético y las posibles fallas que pueden desarrollarse.

El principio de funcionamiento del flux probes en rotores de turbogeneradores se basa en la medición del flujo magnético generado por el rotor. Estas sondas son dispositivos de detección no intrusivos que se instalan en el estator, cerca del rotor, para medir indirectamente el comportamiento del campo magnético [37]. Esta información es clave para diagnosticar problemas en el rotor, como cortocircuitos entre espiras.

Para abordar el método de detección de espiras en cortocircuito utilizando una sonda de flujo magnético en el entrehierro, es necesario definir algunos términos que describen las fuentes de los flujos magnéticos:

- Flujo principal del rotor. Este es el flujo que cruza el entrehierro debido a la corriente que circula a través de los devanados de campo del rotor.
- Flujo de reacción del estator. Se refiere al flujo de reacción de armadura, el cual es causado por la corriente que circula en los devanados de armadura del estator. La magnitud de este flujo depende de la corriente en el estator y será mínima en condiciones de circuito abierto, mientras que será máxima en situaciones de cortocircuito del estator.

- Flujo de fuga en las ranuras del rotor. Este flujo no cruza el entrehierro para llegar a los devanados del estator. Dado que no induce corriente en el estator, no contribuye a la generación de energía. Sin embargo, es específico de cada ranura del rotor y su magnitud depende de la corriente que pasa a través de las espiras en cada ranura, lo que lo convierte en un indicador del número de espiras activas en la ranura.
- Densidad de flujo en el entrehierro. Es la combinación de todos los flujos mencionados anteriormente dentro del entrehierro del generador.
- La detección del flujo de fuga en las ranuras del rotor se realiza mediante una sonda de flujo magnético instalada en el entrehierro del generador. Generalmente, se coloca una única sonda sobre una cuña del estator en una posición alineada con una serie continua de cuñas no magnéticas del rotor. Las cuñas magnéticas en el rotor pueden disminuir la sensibilidad de la sonda al desviar el flujo de fuga a través de las cuñas magnéticas. El cable de la sonda de flujo se conduce fuera del núcleo del estator, pasa a través de los extremos de los devanados del estator y sale por la carcasa del generador. Para garantizar una salida hermética, un pasamuro se suelda a la carcasa del generador, permitiendo la conexión de la sonda mediante un conector BNC y un cable coaxial.

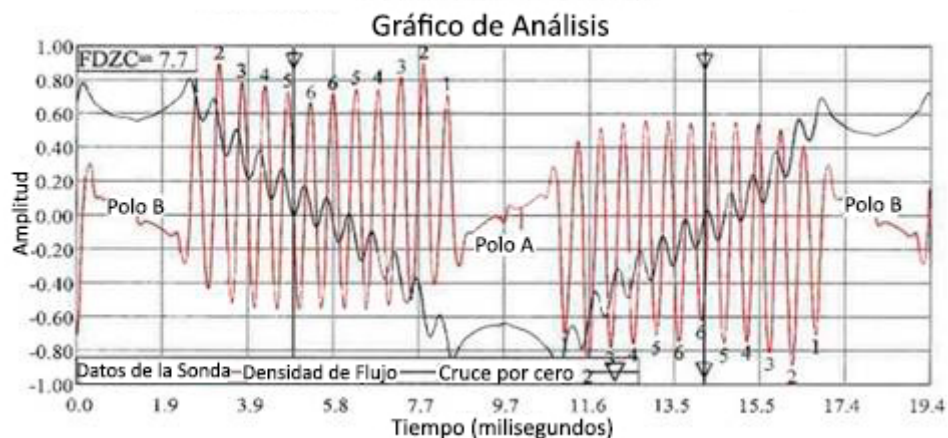
La sonda de flujo es sensible a los cambios en el flujo magnético radial en el entrehierro a lo largo del tiempo. A medida que cada ranura del rotor pasa por la sonda, el flujo de fuga asociado a esa ranura es detectado. La señal de la sonda muestra un pico correspondiente a cada ranura del rotor. La magnitud de este pico está vinculada a los Amper-Vueltas en la ranura, los cuales dependen directamente del número de espiras activas. Una bobina con espiras en cortocircuito presentará un pico de menor amplitud en comparación con una bobina en buen estado. Al comparar las magnitudes de los picos de las ranuras entre los polos, se puede determinar el número de espiras

en cortocircuito en cada bobina del rotor. Para detectar cortocircuitos simétricos en espiras (es decir, en la misma bobina de todos los polos), es necesario comparar los resultados con un conjunto de datos registrado antes de que surgieran las fallas.

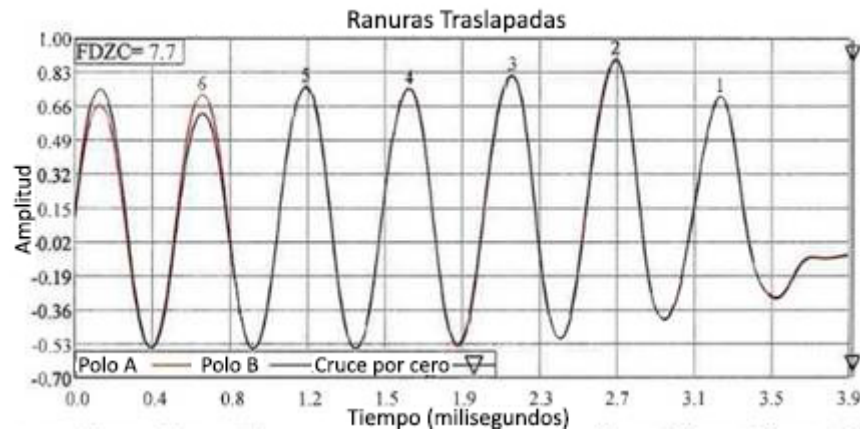
### 2.3.3.2 Caso de estudio: Detección de espiras en cortocircuito en un turbogenerador de 93.3 MVA mediante la prueba de Flux Probe

En este caso de estudio se presenta el análisis de un turbogenerador de 93.3 MVA que fue sometido a la prueba de flux probe para evaluar la condición de su rotor y detectar posibles fallas en el devanado de campo.

La prueba de flux probe es una técnica de monitoreo que permite identificar espiras en cortocircuito en el rotor a través de la medición del flujo magnético que produce el rotor. Se realizó la prueba de flux probe instalando una sonda de flujo magnético en el entrehierro del generador, específicamente sobre una cuña del estator para asegurar una captura precisa del flujo proveniente del rotor. La sonda fue conectada a un sistema de análisis externo a través de un cable coaxial con terminaciones selladas para asegurar la integridad de la prueba.



a)



b)

Figura 2.11. Resultados de la prueba con flux probe.

*Nota:* a) Distribución del flujo magnético por ranura para cada polo. b) Superposición de curvas, donde se observa una anomalía en la ranura 6 del polo B, indicativa de la presencia de espiras en cortocircuito.

Durante la prueba, el turbogenerador operó en condiciones normales, permitiendo que la sonda registrara el flujo magnético correspondiente a cada ranura del rotor a medida que estas pasaban frente a la sonda, como se muestra en la Figura 2.11 a. Los datos recolectados se analizaron para determinar las variaciones en la magnitud de los picos, los cuales están directamente relacionados con la cantidad de espiras activas en cada ranura del rotor, Figura 2.11 b.

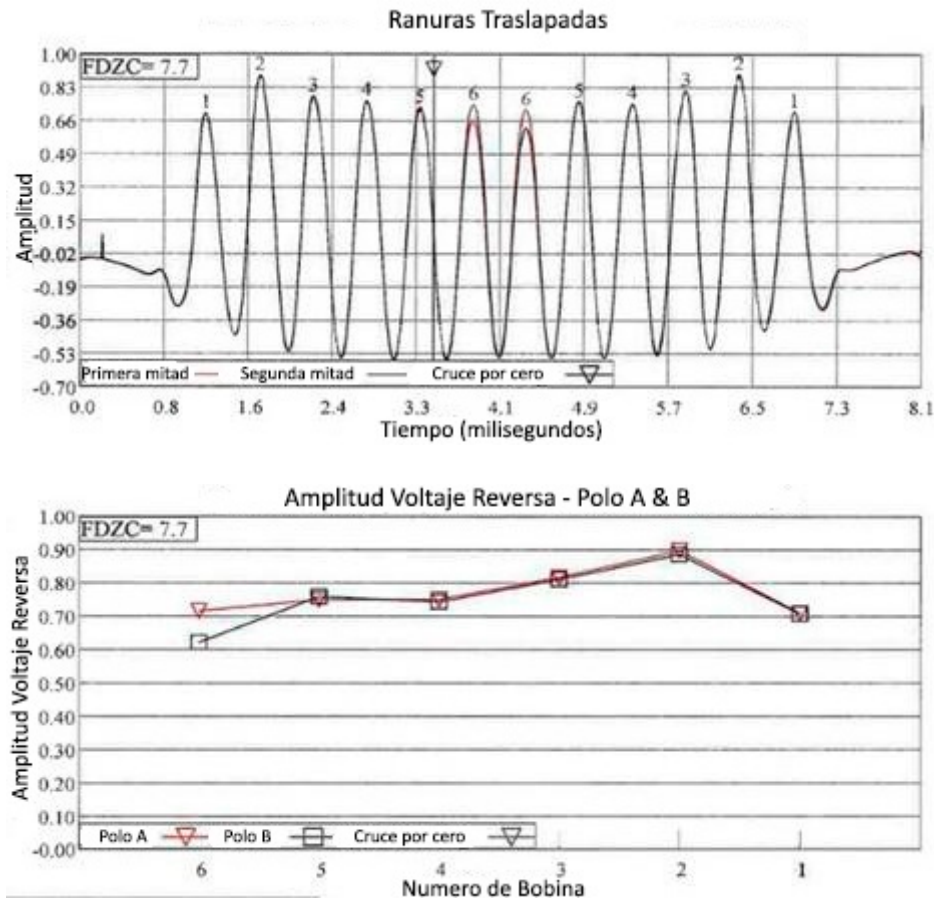


Figura 2.12. Flujo magnético de rotor de un turbogenerador registrado por el Flux Probe con falla entre espiras.

En particular, se detectó espiras en corto circuito en la ranura 6 del polo B (Figura 2.11), un 13.2% de la cantidad de espiras en corto circuito del polo B, lo cual sería decir 2 espiras con falla, lo cual es un indicativo claro de una reducción en el número de espiras activas en esas ranuras. Esto sugiere la presencia de un cortocircuito parcial entre espiras en dichas bobinas. El análisis detallado de los datos reveló que la falla más fuerte estaba localizada en el polo B del rotor (

Figura 2.12). Los patrones observados indicaron que en cada uno de estos polos había un número de espiras en cortocircuito. Se realiza un comparativo del flujo

detectado por la sonda entre polos, en la cual se indica el porcentaje de las espiras en corto circuito por ranura, esto se muestra en la (Tabla 2.1).

| <b>Tabla de Datos de Espiras en Corto del Generador</b>                                                          |        |        |                                              |                                              |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Cruzamiento por cero de densidad de flujo: 7.7    Filtro: ninguno    RPM del rotor: 3600                         |        |        |                                              |                                              |
| Umbral de espiras en corto: 0.50                                                                                 |        |        |                                              |                                              |
| Bobina                                                                                                           | Polo A | Polo B | Espiras en Corto<br>Polo A<br>(% por bobina) | Espiras en Corto<br>Polo B<br>(% por bobina) |
| 1                                                                                                                | 0.712  | 0.709  | --- (0.0%)                                   | --- (0.4%)                                   |
| 2                                                                                                                | 0.900  | 0.889  | --- (0.0%)                                   | --- (1.2%)                                   |
| 3                                                                                                                | 0.819  | 0.813  | --- (0.0%)                                   | --- (0.7%)                                   |
| 4                                                                                                                | 0.752  | 0.745  | --- (0.0%)                                   | --- (0.9%)                                   |
| 5                                                                                                                | 0.752  | 0.761  | --- (1.3%)                                   | --- (0.0%)                                   |
| 6                                                                                                                | 0.718  | 0.623  | --- (0.0%)                                   | 2.37 (13.2%)                                 |
| *Las bobinas indicadas tienen la mayor sensibilidad de detección de espiras en corto para este punto de carga.** |        |        |                                              |                                              |

Tabla 2.1. Resultados de la prueba de flux probe, se indica porcentaje de las espiras en corto circuito por polo.

Este diagnóstico temprano permitió a los operadores del generador planificar de manera eficiente las reparaciones del rotor, evitando una posible falla mayor y minimizando las interrupciones en el suministro eléctrico. La prueba de flux probe fue fundamental para la detección de espiras en cortocircuito en el turbogenerador de 93.3 MVA. Gracias a su capacidad de monitoreo en línea y no intrusivo, se pudo identificar

una falla en el rotor que, de no haber sido detectada a tiempo, habría llevado a daños mayores en el generador. Este caso demuestra la importancia de las pruebas de flux probe como herramienta de diagnóstico para garantizar la fiabilidad operativa y prolongar la vida útil de generadores de gran capacidad.

La intervención oportuna basada en los resultados de esta prueba evitó paradas no planificadas, redujo los costos de mantenimiento y mejoró la seguridad del sistema. Este caso de estudio refuerza la utilidad del flux probe para el mantenimiento predictivo en generadores síncronos de gran capacidad.

## **2.4 Limitaciones de los métodos**

A pesar de los avances alcanzados en las últimas décadas en el diagnóstico de fallas entre espiras del devanado de campo, los métodos actualmente disponibles presentan limitaciones que restringen su aplicabilidad en generadores síncronos de gran capacidad.

### *a) Métodos fuera de línea*

Las pruebas fuera de línea, tales como la prueba de impulso a baja tensión y el análisis de respuesta en frecuencia, ofrecen un alto grado de sensibilidad y precisión en la detección de cortocircuitos entre espiras y fallas en el aislamiento. Sin embargo, conllevan aspectos negativos como la desconexión del generador para su realización, lo que se traduce en pérdidas de disponibilidad y costos por paro de generación. Por otro lado, la configuración y el análisis de los resultados obtenidos están altamente especializados, lo que implica la necesidad de personal capacitado y tiempos de diagnóstico prolongados. Finalmente, los costos asociados a la realización de la prueba y a los equipos con su debida calibración de los instrumentos utilizados para estas pruebas son demasiado altos y de difícil acceso en plantas.

### *b) Métodos en línea*

Los métodos en línea como el monitoreo mediante flux probe permiten una supervisión continua del generador en operación y la detección temprana de fallas entre espiras sin necesidad de detener la máquina. Sin embargo, la instrumentación en este caso es mucho más compleja y costosa, especialmente en los generadores que no fueron originalmente diseñados para tener este tipo de sondas en el entrehierro. Por otro lado, la interpretación de los datos medidos requiere tanto un procesamiento de las señales por un especialista, ya que pueden verse afectados por el ruido electromagnético y las variaciones en las condiciones de operación. Para este caso también, los costos de instrumentación, calibración y mantenimiento son muy altos y dificultan su adquisición.

## **2.5 Conclusiones del capítulo**

Los métodos actuales de detección de fallas entre espiras en el devanado de campo de generadores síncronos de gran capacidad han sido desarrollados para mejorar la confiabilidad y eficacia en la identificación de estas anomalías. Entre las técnicas más utilizadas se encuentran la prueba de RSO, la prueba de respuesta en frecuencia (FRA) y el uso de flux probes para el monitoreo del flujo magnético en el entrehierro. Según la metodología empleada permiten evaluar la condición del devanado tanto en operación como en pruebas fuera de línea. No obstante, cada método presenta ventajas y limitaciones. Esto resalta la necesidad de desarrollar y aplicar nuevas metodologías que superen estas limitaciones, eliminando las desventajas asociadas con los altos costos de instrumentación, la dependencia de expertos y las interrupciones en la operación, para lograr el diagnóstico de la falla entre espiras.

En conjunto, los métodos revisados en este capítulo representan las prácticas industriales más aceptadas para el diagnóstico de fallas entre espiras en el devanado de campo de generadores síncronos. Dichas técnicas cuentan con el respaldo de guías

y reportes técnicos del Electric Power Research Institute (EPRI) y de las normas IEEE relacionadas con el mantenimiento y diagnóstico de máquinas rotatorias.

Este reconocimiento normativo confirma que los procedimientos analizados poseen validez industrial y trazabilidad técnica, al tiempo que pone de manifiesto sus limitaciones, lo que motiva el desarrollo del método propuesto en esta tesis basado en análisis estadístico multivariable (PCA).

### **Capítulo III. Densidad de flujo magnético en el entrehierro**

#### **3.1 Resumen de capítulo**

En este capítulo se analiza la distribución espacial y temporal de la densidad de flujo magnético en el entrehierro del generador síncrono bajo tres condiciones, operación sin falla, condición con cortocircuito entre espiras en el devanado de campo y presencia de excentricidad del rotor. A partir del circuito magnético del generador y de la interacción entre la fuerza magnetomotriz (FMM) del rotor y la reacción de armadura del estator, se derivan las expresiones que describen la forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro.

Se presentan las formas de onda obtenidas para cada escenario, destacando las distorsiones, armónicos y pulsaciones asociadas al cortocircuito entre espiras y diferenciándolas claramente de las causadas por la excentricidad. Este análisis sirve como base conceptual para comprender cómo las perturbaciones en el flujo magnético se reflejan en las variables eléctricas del generador, especialmente en las corrientes del estator bajo condiciones de falla.

El capítulo establece los fundamentos físicos necesarios para justificar los efectos observados posteriormente en las señales eléctricas simuladas en coordenadas ABC en el Capítulo 4, así como para motivar el uso de estas señales en el desarrollo del algoritmo de diagnóstico presentado en capítulos posteriores.

#### **3.2 Objetivo del capítulo**

El objetivo de este capítulo es caracterizar la forma de onda de la densidad de flujo magnético en el entrehierro del generador síncrono y analizar cómo ésta se modifica bajo condiciones normales, con cortocircuito entre espiras y con excentricidad. A través de este análisis se busca comprender los mecanismos físico-magnéticos que

generan distorsiones detectables en las variables eléctricas, proporcionando así el sustento teórico que permitirá, en el Capítulo 4, formular el modelo del generador en coordenadas ABC e interpretar adecuadamente el impacto de la falla en las corrientes del estator.

### **3.3 Introducción**

La importancia de este capítulo radica en que una caracterización del flujo en el entrehierro permite no solo describir las condiciones normales de operación, sino también identificar alteraciones asociadas a fallas, tales como cortocircuitos entre espiras del devanado de campo o condiciones mecánicas anómalas como la excentricidad del rotor. Dichas alteraciones producen distorsiones en la forma de onda de la inducción magnética, que se manifiestan en armónicos adicionales y desequilibrios electromagnéticos capaces de comprometer la estabilidad operativa y reducir la vida útil del generador.

### **3.4 Forma de onda de la densidad de flujo magnético**

En la máquina síncrona, un campo magnético es creado por una corriente de CD que fluye a través del devanado de campo también llamado excitación. El propósito es el comportamiento del campo magnético en el entrehierro, ya que la forma de la fuerza electromotriz (FMM) del devanado del estator depende de la naturaleza de la distribución de este campo magnético [38]. En máquinas síncronas de polos no salientes, el entrehierro es uniforme. Por lo tanto, se puede obtener una distribución de campo sinusoidal debido a la distribución correspondiente de la fuerza magnetomotriz del devanado de campo [39].

La fuerza magnetomotriz formada por este devanado tiene la forma de una curva escalonada, acercándose en forma a un trapecoide (Figura 3.1).

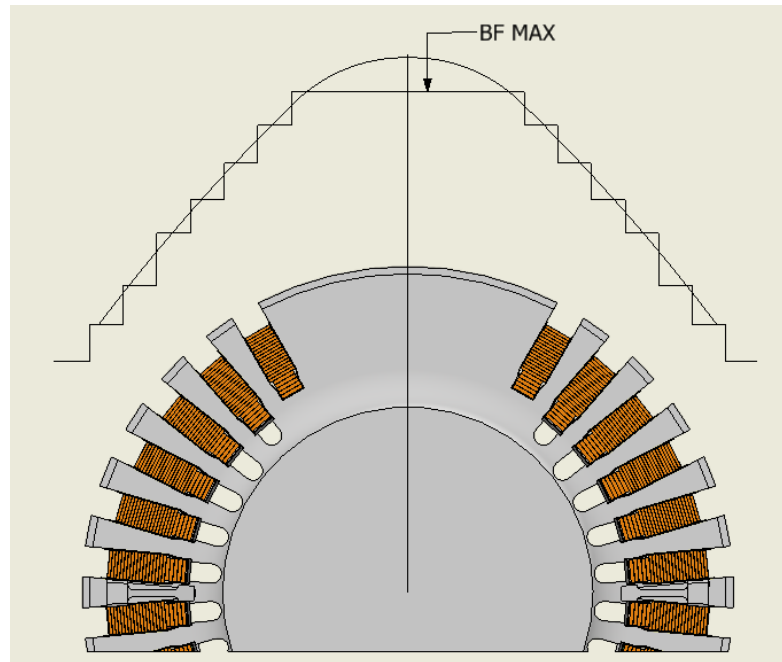


Figura 3.1. Forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro de un turbogenerador.

Con un entrehierro uniforme, podemos considerar que la curva de inducción repite la curva de la fuerza magnetomotriz. El devanado de campo de un turbogenerador es distribuido en varias bobinas por polo, por lo que la FMM de campo no es constante, pero depende del número de bobinas de campo que están distribuidas en la periferia del rotor [40]. El circuito magnético para el flujo principal de las máquinas eléctricas de corriente alterna generalmente se divide en las siguientes secciones (

Figura 3.2): entrehierro, zona del diente del estator, yugo del núcleo del estator, polo o diente, zona del rotor, yugo del rotor. El cálculo magnético generalmente se realiza para dos polos o un polo.

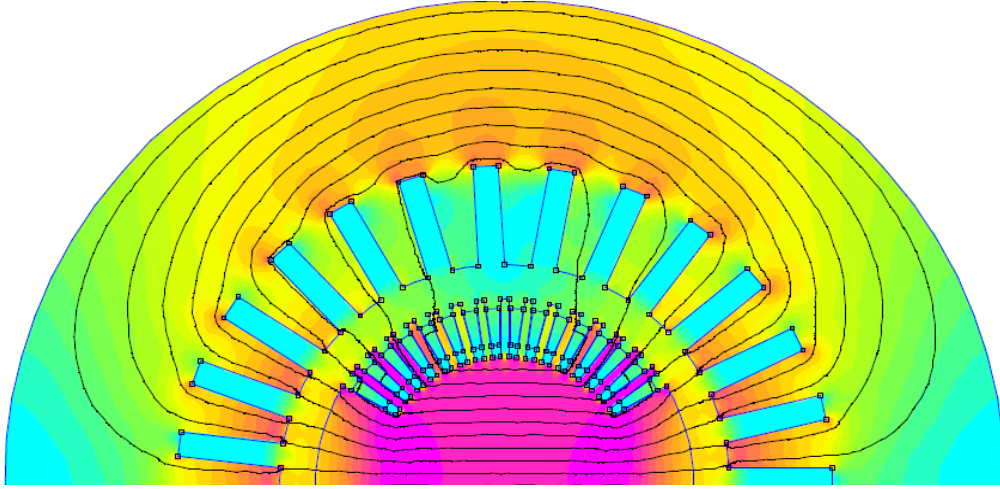


Figura 3.2. Representación del circuito magnético de un turbogenerador de dos polos.

*Nota:* La distribución de colores indica la magnitud de la inducción magnética en las distintas regiones que conforman al circuito magnético. 1 – Entrehierro, 2 - zona de dientes del estator, 3 - yugo del núcleo del estator, 4 - zona de los dientes del rotor, 5 - yugo del rotor.

El número de ranuras en un turbogenerador de dos polos ( $Z_2$ ), en el que se encuentra la bobina de campo, es siempre un múltiplo de cuatro. Entonces el número de bobinas por polo es:

$$WEP = \frac{Z_2}{4P} \quad (3.1)$$

Donde  $P$  es el número de pares de polos. Al considerar la fuerza de magnetización del devanado de excitación, todas las bobinas del devanado se consideran bobinas con un paso de distribución diametral en la zona, igual a  $\pi\gamma$ ; por tanto, los coeficientes de devanado  $K_{w2}$  para dicho devanado son iguales a los coeficientes de distribución para esta zona para el armónico fundamental:

$$K_{w2} = \frac{2P \sin\left(\frac{\pi\gamma}{2}\right)}{Z_2 \sin(\pi P)/Z_{20}} \quad (3.2)$$

$Z_{20}$  es el diámetro exterior del rotor.

Así, para el armónico más alto, se tiene  $K_{w2N}$ :

$$K_{w2N} = \frac{2P \sin\left(\frac{\pi\gamma N}{2}\right)}{Z_2 \sin(\pi PN)/Z_{20}} \quad (3.3)$$

Las FMM del rotor, cuyo orden armónico  $N$  está determinado por:

$$N = \frac{Z_{20}}{PM+1} \quad (3.4)$$

$$N = \frac{Z_{20}}{PM-1} \quad (3.5)$$

donde  $M = 1, 2, 3 \dots$  se denominan armónicos dentados y sus coeficientes de bobinado son iguales al coeficiente de bobinado del armónico fundamental. Cuando  $M = 1$ , esta fórmula da una expresión para el flujo magnético del primer armónico dentado [41].

En la práctica del diseño de turbogeneradores, este devanado de rotor generalmente se considera como un devanado distribuido. Luego, la forma escalonada de la FMM en el entrehierro se reemplaza por una trapezoidal. Para tal devanado, los coeficientes de devanado están determinados por:

$$K_{w2} = \frac{\sin\left(\frac{\pi\gamma}{2}\right)}{\pi\gamma/2} \quad (3.6)$$

$$K_{w2} = \frac{\sin\left(\frac{\pi\gamma N}{2}\right)}{\pi\gamma N/2} \quad (3.7)$$

$$\gamma = \frac{Z_2}{Z_{20}} \quad (3.8)$$

Los armónicos dentados en la curva de fuerza de magnetización suelen ser bastante pronunciados. Los armónicos dentados en máquinas con un entrehierro relativamente pequeño entre el rotor y el núcleo del estator pueden afectar significativamente la forma de la curva de voltaje de fase [42]. Para máquinas grandes como turbogeneradores donde el entrehierro especificado es grande, estos flujos magnéticos armónicos no alcanzan la superficie del diámetro interior del núcleo del estator o lo alcanzan suficientemente debilitados. Los oscilogramas muestran que la pulsación del flujo magnético en el entrehierro ocurre según una ley cercana a la sinusoidal, con una amplitud que viene determinada principalmente por la apertura de la ranura del núcleo estatórico y el tamaño del entrehierro.

En este caso, la amplitud máxima de ondulación en relación con el valor medio de la inducción en el entrehierro se puede determinar la Tabla 3.2, donde BPD es la relación entre ancho de la ranura de estator y entrehierro entre diámetro interior del núcleo estatórico y diámetro exterior del rotor; y ALM es la amplitud de las pulsaciones de la inducción magnética en fracciones de la inducción promedio debajo del polo.

Tabla 3.2. Amplitud máxima de las pulsaciones de la inducción magnética.

|     |   |      |      |      |      |      |      |     |
|-----|---|------|------|------|------|------|------|-----|
| BPD | 0 | 0.05 | 1    | 1.5  | 2    | 4    | 6    | 8   |
| ALM | 0 | 0.03 | 0.05 | 0.11 | 0.18 | 0.38 | 0.51 | 0.6 |

El número de ondas de pulsaciones de inducción magnética durante un paso polar es exactamente igual al número de ranuras en el núcleo del polo por polo. De la Tabla 3.2 se deduce que el valor máximo de la amplitud de las pulsaciones de la inducción magnética se produce en la superficie exterior del núcleo del rotor y disminuye bruscamente cuando se acerca al diámetro interior del núcleo del estator. Para distribuir mejor la fuerza de magnetización y, en consecuencia, la inducción

magnética en el entrehierro, las ranuras del devanado de excitación pueden estar dispuestas de forma irregular a lo largo del diámetro exterior del rotor o tener de diferentes alturas.

Como resultado del análisis armónico de la curva trapezoidal de la distribución del flujo magnético en el entrehierro del turbogenerador, se obtiene una fórmula para calcular la amplitud de inducción del flujo magnético armónico principal de excitación  $B_{F1M}$  en vacío con la tensión nominal, en PU:

$$B_{F1M} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} \cdot \frac{8 \sin\left(\frac{\pi\gamma}{2}\right)}{2\pi\gamma} \quad (3.9)$$

Donde 1 PU es inducción promedio en el entrehierro en vacío con tensión nominal. La amplitud del armónico más alto en fracciones de la amplitud de la onda fundamental está determinada por:

$$B_{NU(N)} = B_{F1M} \cdot K_{w2N}/K_{w2} \quad (3.10)$$

### 3.5 Inducción magnética del rotor de un turbogenerador

El comportamiento de la inducción magnética en el entrehierro de un turbogenerador es un factor clave para evaluar su confiabilidad operativa y detectar posibles anomalías en su funcionamiento [43]. Una distribución precisa y estable del campo magnético es esencial para garantizar un rendimiento óptimo, mientras que cualquier alteración en este campo puede ser indicativa de fallas incipientes o condiciones anómalas que podrían comprometer la integridad del equipo. La distribución del flujo magnético en condiciones normales tiende a ser uniforme y estable, lo que asegura un funcionamiento eficiente y confiable del generador [44]. Sin embargo, la presencia de fallas, como cortocircuitos entre espiras del devanado del rotor, o condiciones mecánicas anómalas, como la excentricidad del rotor, pueden distorsionar significativamente este campo magnético [45].

La excentricidad, que se manifiesta como una desalineación entre el rotor y el estator, genera variaciones en la distancia del entrehierro, lo que afecta la distribución del flujo magnético y provoca desequilibrios electromagnéticos [46]. Estos desequilibrios pueden inducir armónicos en la señal de flujo y contribuir a un mayor desgaste mecánico y térmico, acortando la vida útil del turbogenerador. Por otro lado, las fallas eléctricas en el rotor, como cortocircuitos entre espiras, introducen asimetrías en el campo magnético que pueden ser detectadas mediante un análisis detallado de la forma de onda de la inducción magnética.

El presente análisis tiene como objetivo estudiar el comportamiento de la inducción magnética en el rotor de un turbogenerador bajo tres condiciones específicas: operación normal, en presencia de fallas eléctricas y con excentricidad del rotor. Este enfoque permitirá no sólo caracterizar la inducción magnética en cada escenario, sino también identificar patrones que faciliten la detección temprana de fallas y anomalías, contribuyendo así al mantenimiento predictivo y a la mejora de la confiabilidad operativa de los generadores síncronos. El análisis de estas fallas se puede realizar utilizando herramientas de modelado que simulan como los cortocircuitos afectan la inducción magnética en el entrehierro [47]. En este documento, se describen los principios teóricos y las ecuaciones empleadas para analizar la inducción magnética en un rotor sin falla, con fallas y excentricidad.

### 3.5.1 Inducción magnética en un rotor sin falla

En condiciones normales, la inducción magnética  $B(t, \theta)$  en el entrehierro sigue una forma de onda sinusoidal pura, descrita por la ecuación:

$$B(t, \theta) = B_{DEL} * \cos(\omega t - \theta) \quad (3.11)$$

donde:

$B_{DEL}$  es la inducción promedio en el entrehierro, calculada en función de las

propiedades geométricas y eléctricas del turbogenerador.

$\omega$  es la frecuencia angular del campo magnético generado por el rotor.

$\theta$  es el ángulo de posición del rotor.

$t$  es el tiempo

Esta onda es la componente principal de la inducción magnética y corresponde al comportamiento esperado de un rotor sin fallas. Sin embargo, debido a las características geométricas del rotor (como el número de ranuras  $Z_2$  y el paso dental  $TZ_2$ ), este análisis puede considerar armónicos adicionales de orden superior, aunque su magnitud es pequeña en este caso. Además, se toma en cuenta la presencia de armónicos en la onda de inducción magnética, aunque en el caso sin fallas, estos armónicos son de magnitud pequeña y no causan distorsiones significativas [48].

Los armónicos se generan debido a las variaciones geométricas en el rotor, como el paso dental y la distribución de las ranuras. Los coeficientes de los armónicos se calculan en función de los parámetros geométricos  $\gamma'$ , que describe cómo están distribuidas las ranuras del rotor. Estos armónicos se suman a la onda fundamental, lo que ajusta levemente la forma de onda, aunque su contribución es mínima en el caso de un rotor sin fallas.

$$\gamma' = \frac{Z_2 * TZ_2}{\pi * D_2} \quad (3.12)$$

En la siguiente expresión,  $B(\theta)$  es una función escalar que describe la densidad de flujo magnético en el entrehierro en función del ángulo mecánico  $\theta$ . El conjunto  $\{B_n\}$  representa un conjunto de escalares asociados a las amplitudes de los armónicos espaciales del flujo; los términos  $\{\phi_n\}$  son también escalares que definen el desfase angular de cada componente.

El vector

$$B = [B_1, B_2, \dots, B_N]^T$$

agrupa las amplitudes de los armónicos del modelo, mientras que

$$\phi = [\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_N]^T$$

contiene los respectivos desfases. Finalmente, el parámetro  $n$  corresponde al índice armónico, y  $\theta$  es la variable angular continua del modelo.

Los armónicos se expresan mediante la suma de términos adicionales que siguen la forma:

$$B(t, \theta) = B_{DEL} * \cos(\omega t - \theta) + \sum_{n=2}^N B_n * \cos(n(\omega t - \theta)) \quad (3.13)$$

donde:

$B_n$  es la amplitud del  $n$ -ésimo armónico, que es un término adicional introducido por la falla.

$N$  es el número de armónicos que se consideran en el modelo, normalmente hasta el noveno armónico.

La ecuación 3.13 modela la distribución espacial del flujo magnético bajo la condición de entrehierro uniforme. Al evaluarse sin fallas en el devanado de campo, la expresión genera una forma de onda periódica y simétrica de  $B(\theta)$ . Esta forma de onda coincide con la obtenida mediante simulación y mostrada en la figura 3.3, donde se observa el comportamiento esperado de la inducción magnética en un rotor sin falla.

#### **3.5.1.1 Forma de Onda de la densidad de flujo magnético del rotor en el entrehierro de un Turbogenerador con devanado de campo en buenas condiciones**

La forma de onda del flujo magnético generado por el rotor de un turbogenerador es sinusoidal bajo condiciones ideales, cuando el devanado de campo o de excitación se encuentra en buen estado [49]. Esta característica es fundamental para asegurar la correcta inducción de una tensión alterna sinusoidal en los devanados del estator. La forma sinusoidal de la onda del flujo magnético es una condición clave para que el sistema electromagnético funcione de manera eficiente, minimizando las pérdidas y garantizando una operación estable y confiable del generador.

En la Figura 3.3 se muestra, a partir de simulación, la forma de onda del flujo magnético del rotor con un devanado en buenas condiciones.

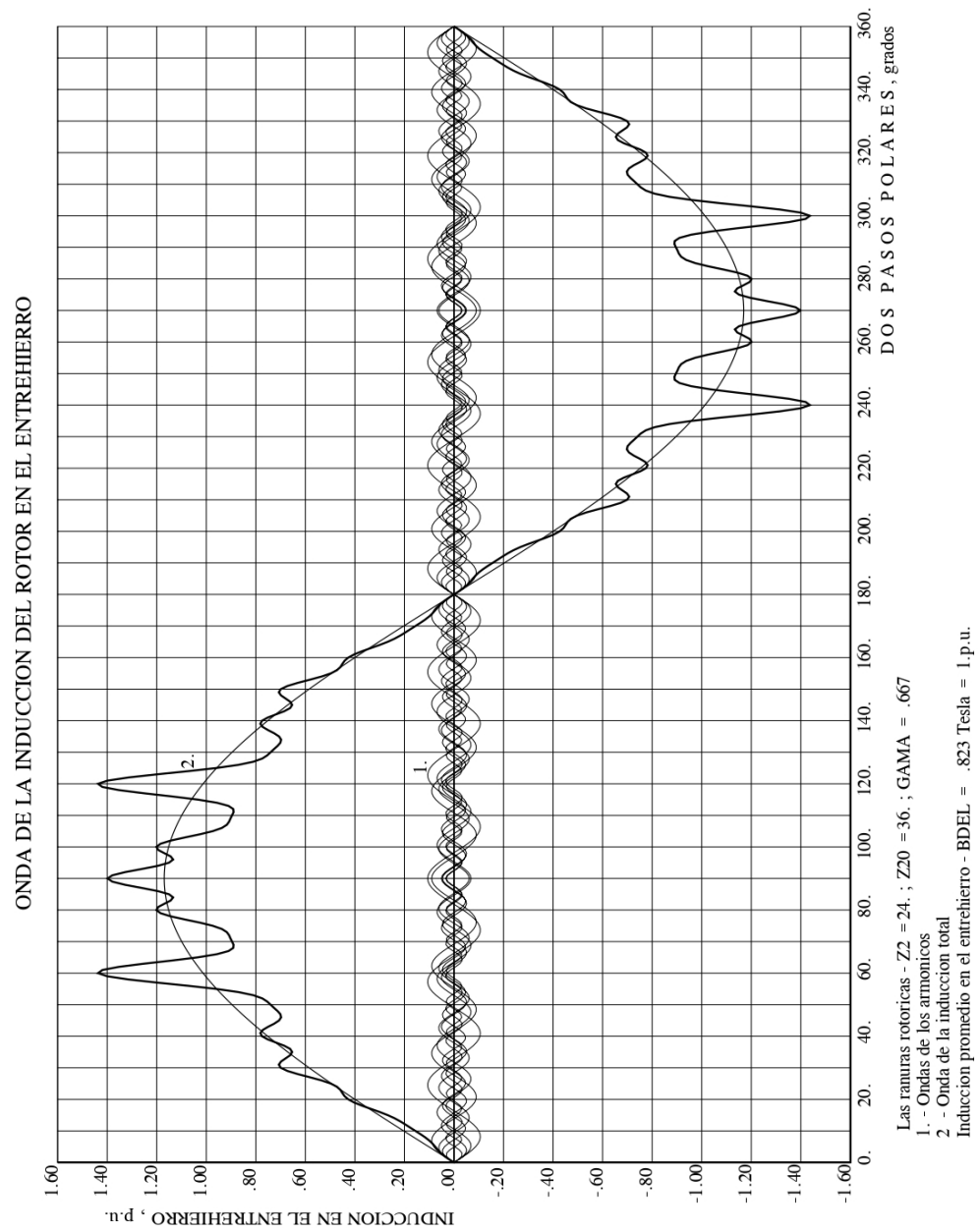


Figura 3.3. Forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro con devanado del rotor en condición sin falla, obtenida mediante simulación.

### 3.5.2 Inducción magnética en un rotor con falla

Cuando ocurre un cortocircuito entre espiras en el rotor, se genera un desbalance en la forma de onda de la inducción magnética, lo que distorsiona el campo magnético. Esto provoca la aparición de armónicos adicionales en la onda de inducción magnética, que deforman la forma de onda principal [50].

En la siguiente formulación, el cortocircuito entre espiras se representa mediante una disminución localizada de la fuerza magnetomotriz. Matemáticamente, la reducción de los amper-vueltas se incorpora en los términos escalares  $B_n$ , los cuales dejan de mantener la simetría del conjunto  $B = [B_1, B_2, \dots, B_N]^T$ . La función  $B(\theta)$  conserva su carácter escalar dependiente del ángulo mecánico  $\theta$ , pero su distribución angular se distorsiona debido a la modificación de los coeficientes armónicos. De esta manera, las variaciones de amplitud y fase asociadas a la falla se reflejan en los vectores  $B$  y  $\phi$ , que dejan de corresponder a una distribución uniforme.

Al evaluar esta formulación mediante simulación, la distorsión angular resultante coincide con la mostrada en la figura 3.3.2, donde se observa la firma magnética característica de un devanado de campo con espiras en cortocircuito:

$$B(t, \theta) = B_{DEL} * \cos(\omega t - \theta) + \sum_{n=2}^N B_n * \cos(n(\omega t - \theta)) \quad (3.14)$$

Donde  $B_n$  es la amplitud del  $n$ -ésimo armónico, que es un término adicional introducido por la falla y  $N$  es el número de armónicos que se consideran en el modelo, normalmente hasta el noveno armónico.

El modelado matemático de los armónicos generados por el cortocircuito entre espiras en el rotor es fundamental para el análisis y diagnóstico de fallas en turbogeneradores de gran capacidad. Estas distorsiones en la forma de onda de la inducción magnética surgen cuando los conductores de una ranura del rotor entran en

cortocircuito parcial o total, alterando la distribución del flujo magnético en el entrehierro [51].

El cortocircuito entre espiras provoca una distribución desigual de la corriente a lo largo de los conductores del rotor en la ranura afectada, lo que genera armónicos adicionales en la onda de inducción magnética [52]. Estos armónicos dependen de factores geométricos y eléctricos del sistema, como el número de ranuras en el rotor, el paso dental, el entrehierro, y el número de conductores por ranura [53]. A continuación, se detallan las ecuaciones que describen el comportamiento de los armónicos inducidos por un cortocircuito entre espiras en el rotor.

La magnitud y frecuencia de estos armónicos no sólo dependen de la severidad de la falla, sino también de varios factores geométricos y parámetros eléctricos del sistema [54]. El número de ranuras del rotor, el paso dental, la longitud del entrehierro y el número de conductores por ranura son determinantes para el cálculo preciso de los armónicos. A continuación, se detallan las ecuaciones que describen el comportamiento de los armónicos inducidos por un cortocircuito entre espiras en el rotor.

El coeficiente armónico  $KPAU(n)$  ajusta la contribución de cada armónico en función del parámetro geométrico del rotor, como:

$$KPAU(n) = \frac{\sin\left(\frac{n\pi GAMA}{2}\right)}{\frac{n\pi GAMA}{2}} \quad (3.15)$$

Donde  $\gamma' = \frac{Z2 \cdot T Z2}{\pi \cdot D2}$  y es un parámetro geométrico que depende del número de ranuras del rotor  $Z2$ , el paso dental  $T Z2$  y el diámetro del rotor  $D2$ . Este coeficiente reduce la amplitud del armónico conforme aumenta el orden “n”, pero en presencia de una falla, los valores de los armónicos pueden ser más grandes.

La amplitud de cada armónico  $BNU(n)$  se calcula con la siguiente fórmula:

$$BNU(n) = \frac{8 \cdot \sin\left(\frac{n\pi}{2}\right) \cdot \sin\left(\frac{n\pi GAMA}{2}\right)}{\pi^2 \cdot GAMA \cdot n^2} \quad (3.16)$$

Este valor decrece a medida que aumenta “n”, pero su impacto puede ser significativo si hay un cortocircuito que afecta varios conductores. El número de conductores en cortocircuito se denota como **SRCR**, y afecta directamente la magnitud de los armónicos. El número total de conductores por ranura es **SRN2**, y la relación entre el cortocircuito y los armónicos es:

$$B_{total}(t, \theta) = B_{DEL} \cdot \cos(\omega t - \theta) + \sum_{n=2}^9 \left( \frac{SRCR}{SRN2} \cdot B_{DEL} \cdot \frac{KPAU(n)}{kpa1} \cdot BNU(n) \cdot \cos(n \cdot \theta) \right) \quad (3.17)$$

Donde **SRCR** es el número de conductores en cortocircuito, **SRN2** es el número total de conductores por ranura y **KPA1** es el coeficiente armónico para la onda fundamental. En un rotor sin fallas **SRCR = 0**, lo que elimina los armónicos adicionales y deja sólo la onda fundamental sinusoidal.

En este modelo, el cortocircuito entre espiras se representa mediante una reducción localizada de fuerza magnetomotriz en la región afectada. Esta modificación altera la simetría del término fundamental de  $B(\theta)$ , introduciendo componentes armónicas adicionales que producen una distorsión angular característica. La simulación basada en la ecuación 3.17, reproduce este efecto, como se observa en la figura 3.4, donde la forma de onda presenta la distorsión asociada a la presencia de conductores en cortocircuito en el devanado del rotor.

### 3.5.2.1 Forma de onda de la densidad de flujo magnético en el entrehierro con devanado de campo en corto circuito

En un turbogenerador, durante su operación, las fuerzas electromagnéticas y mecánicas a las que está sometido el rotor pueden provocar un desgaste gradual del aislamiento de los conductores del devanado de campo. Este desgaste puede

eventualmente conducir a un cortocircuito entre los conductores del rotor, lo que altera significativamente el comportamiento del campo magnético que este genera [55].

En condiciones normales, el flujo magnético producido por el rotor es uniforme, garantizando un buen funcionamiento. Sin embargo, cuando ocurre un cortocircuito, la distribución de este flujo magnético se distorsiona, afectando la forma de onda de la densidad de flujo magnético en el entrehierro. Esta distorsión no sólo refleja un flujo magnético irregular, sino que también puede generar vibraciones anómalas, calentamiento localizado y pérdidas de eficiencia [56]. Como resultado, es posible que sea necesario restringir la potencia generada para evitar daños mecánicos graves en el turbogenerador, como fallos estructurales en el rotor o el estator, y para prevenir un deterioro acelerado de la máquina.

La Figura 3.4 muestra, a partir de simulación la forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro de un generador síncrono en presencia de una falla en el devanado de campo, donde 7 espiras están en cortocircuito. La curva gruesa representa la onda de inducción con la falla, evidenciando distorsiones notables, como picos irregulares y asimetrías, que contrastan con la curva delgada, la cual corresponde a la onda de inducción en condiciones sin cortocircuito. Estas distorsiones son causadas por la alteración del flujo magnético debido al cortocircuito, lo que genera un campo magnético desequilibrado y contribuye a la aparición de armónicos adicionales.

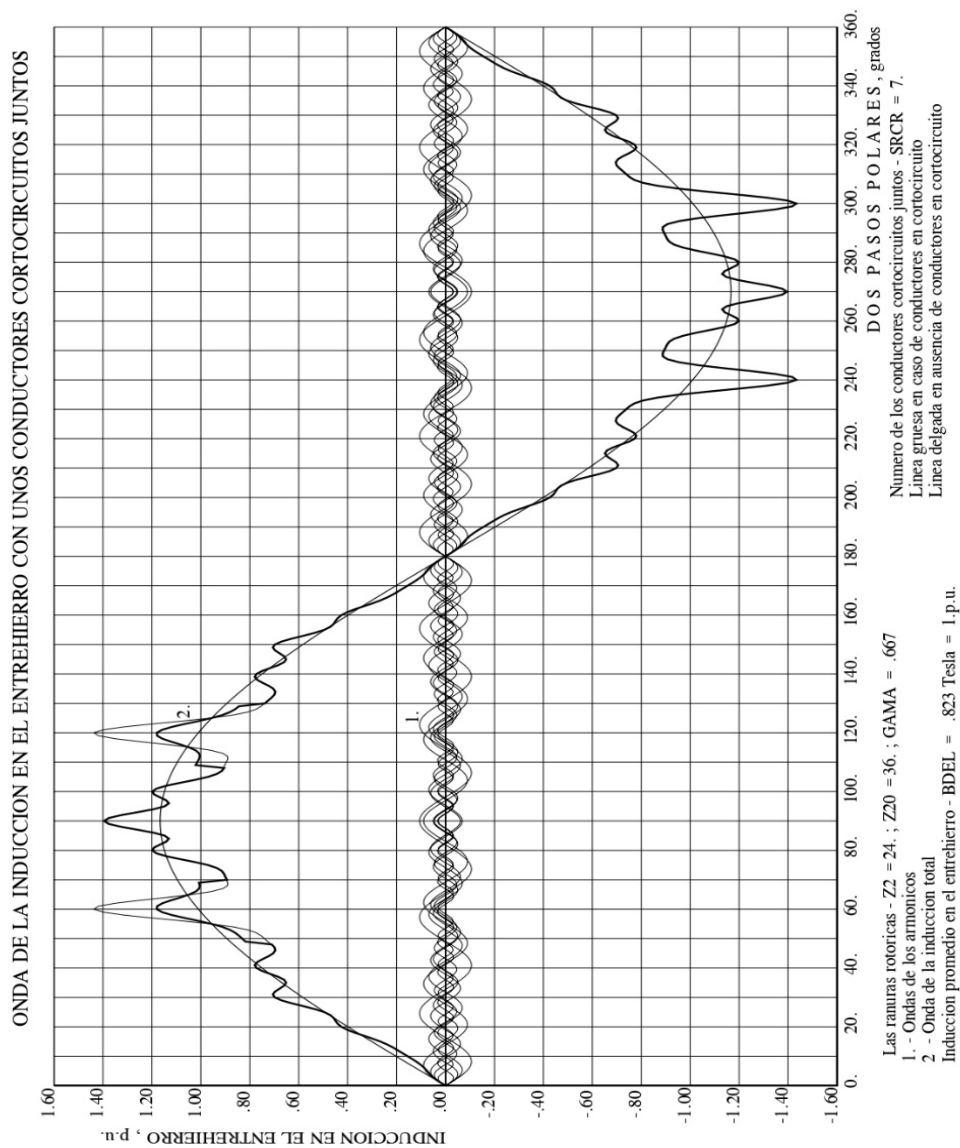


Figura 3.4. Forma de onda de la inducción magnética en el entrehierro con conductores en corto circuito en el devanado del rotor, obtenida mediante simulación.

### 3.5.3 Inducción magnética con excentricidad

La excentricidad es una condición en la que el rotor no está perfectamente alineado con el centro del estator. Esto provoca que la distancia entre el rotor y el estator ya no sea constante a lo largo de la circunferencia del entrehierro. Existen dos tipos principales de excentricidad [57]:

- Excentricidad estática. El rotor está excéntrico, pero no cambia de posición durante la rotación.
- Excentricidad dinámica. El rotor cambia de posición durante la rotación, lo que provoca variaciones más severas en la distancia entre el rotor y el estator.

Cuando hay excentricidad, la inducción magnética en el entrehierro se ve afectada, ya que la distribución del campo magnético se vuelve asimétrica. Esto da lugar a la generación de armónicos adicionales y distorsiones en la forma de onda. El entrehierro  $\delta$  se define como la distancia entre el rotor y el estator en condiciones normales (sin excentricidad). Este valor está dado por:

$$\delta = \frac{DIC - D2}{2} \quad (3.18)$$

Donde DIC es el diámetro interior del núcleo del estator y D2 es el diámetro exterior del rotor. Este es el valor nominal del entrehierro en ausencia de excentricidad.

La excentricidad se define como un desplazamiento o desalineación del rotor respecto al centro geométrico del estator. Este valor está expresado en unidades por unidad (p.u.) donde 1p.u. representa el entrehierro nominal. La excentricidad  $e$  se puede representar como una fracción del entrehierro nominal.

$$e = EXT * \delta \quad (3.19)$$

Donde **EXT** es el valor de la excentricidad en p.u.

En condiciones normales (sin excentricidad), la inducción magnética en el entrehierro es uniforme. El valor de la inducción media  $B_\delta$  se calcula basándose en las propiedades del material magnético y las dimensiones del sistema. Esto usualmente se considera como un valor constante en el entrehierro, sin distorsión de la forma de onda.

Cuando existe excentricidad, la distribución de la inducción magnética en el entrehierro ya no es uniforme. La excentricidad provoca que el entrehierro sea más pequeño en una parte del rotor y más grande en la opuesta, lo que genera variaciones en la inducción magnética a lo largo del espacio [58].

En este modelo, la excentricidad se representa mediante una variación angular del entrehierro, lo que afecta directamente la función escalar  $B(\theta)$ . Esta variación se incorpora como una modulación sobre la variable continua  $\theta$ , alterando las amplitudes  $B_n$  de la serie armónica y generando un patrón no uniforme en el vector  $B$ . La función resultante deja de ser estrictamente periódica y presenta un desplazamiento angular en sus máximos y mínimos, asociado al desbalance mecánico del rotor. Esta modificación se refleja también en el vector de fases  $\phi$ , que deja de ser simétrico. La evaluación de esta formulación mediante simulación produce la onda mostrada en la figura 3.3.3, en la cual se aprecia la distorsión espacial típica de un rotor con excentricidad radial.

La inducción magnética en el entrehierro puede expresarse como una función periódica del ángulo espacial  $\theta$  que se relaciona con la posición angular del rotor:

$$B(\theta) = \frac{B_\delta}{1 + \frac{e}{\delta} \cos(\theta)} \quad (3.20)$$

Donde  $B(\theta)$  es la inducción magnética en función del ángulo  $\theta$ ,  $B_\delta$  es la inducción magnética media en ausencia de excentricidad,  $e$  es el valor de la excentricidad y  $\theta$  es el ángulo alrededor del rotor. Esta ecuación muestra que cuando el rotor está desalineado, la inducción magnética varía de manera cíclica en función de la

posición angular  $\theta$ . La excentricidad produce un aumento en la inducción magnética donde el entrehierro es más pequeña y una disminución donde es más grande.

La forma de onda de la inducción magnética resultante será una función periódica que depende del grado de excentricidad [59]. En el caso ideal de un rotor sin excentricidad, la forma de onda sería constante a lo largo de todos los ángulos  $\theta$ . Sin embargo, con excentricidad, se introduce una variación cíclica descrita por ecuación anterior.

En esta formulación, la excentricidad se incorpora mediante una variación periódica del entrehierro, lo que modifica las amplitudes y posiciones angulares de los máximos y mínimos del flujo magnético. Esta modulación provoca una deformación espacial específica en  $B(\theta)$ . La simulación obtenida a partir de la ecuación 3.20 se muestra en la figura 3.5, donde la onda de inducción magnética presenta la distorsión típica producida por un rotor con excentricidad radial.

### **3.5.3.1 Forma de onda de la densidad de flujo magnético en el entrehierro con excentricidad**

Otra condición que puede alterar la inducción magnética producida por el rotor en un turbogenerador es la excentricidad. La excentricidad se refiere a un desalineamiento entre el rotor y el estator, donde el rotor no gira perfectamente centrado dentro del entrehierro. Esta desalineación puede ser causada por varios factores, como el desgaste en las chumaceras, problemas de montaje, o deformaciones mecánicas en el eje del rotor [60]. Cuando ocurre excentricidad, el espacio entre el rotor y el estator no es uniforme, lo que provoca una distribución desigual del flujo magnético a lo largo del entrehierro. Esta desigualdad en la inducción magnética puede llevar a un desequilibrio en las fuerzas magnéticas que actúan sobre el rotor, generando vibraciones adicionales y un aumento del riesgo de fallos mecánicos. Además, la excentricidad puede causar una distorsión en la forma de onda de la densidad de flujo

magnético (Figura 3.5) similar a la distorsión causada por un cortocircuito en el devanado de campo [61].

La diferencia en la forma de onda de la inducción magnética entre un devanado con conductores en cortocircuito y una condición de excentricidad radica en cómo cada falla distorsiona el flujo magnético [62]. Un cortocircuito en el devanado de campo produce una distorsión localizada en el campo magnético del rotor, resultando en una forma de onda con irregularidades o picos abruptos en puntos específicos, reflejando la perturbación en el flujo magnético. Esta distorsión es asimétrica y afecta principalmente la región del rotor donde ocurre el cortocircuito. Por otro lado, la excentricidad, que se debe a un desalineamiento del rotor, provoca una distorsión más global y cíclica en la forma de onda, caracterizada por oscilaciones suaves y repetitivas.

Estas oscilaciones se deben a la variación periódica de la distancia entre el rotor y el estator durante la rotación, lo que introduce una modulación sinusoidal en la forma de onda (Figura 3.5) [63]. En resumen, mientras que un cortocircuito causa una distorsión abrupta y localizada, la excentricidad resulta en una distorsión cíclica y más distribuida en la forma de onda de la inducción magnética [64].

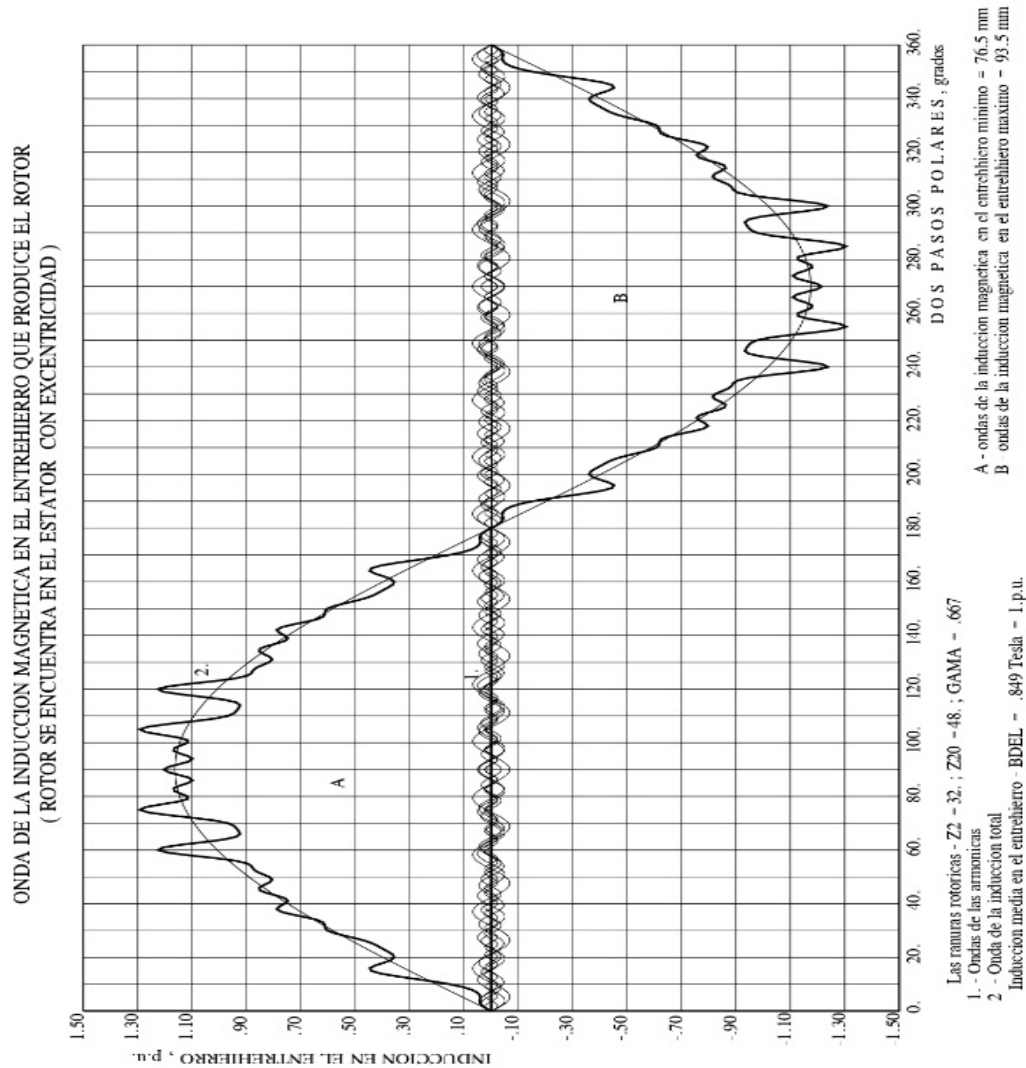


Figura 3.5. Onda de la inducción magnética en el entrehierro con un rotor con excentricidad del 10%, obtenida mediante simulación.

### 3.6 Conclusiones del capítulo

La diferencia en la forma de onda de la inducción magnética entre un devanado con conductores en cortocircuito y una condición de excentricidad radica en cómo cada falla distorsiona el flujo magnético. Un cortocircuito en el devanado de campo produce

una distorsión localizada en el campo magnético del rotor, resultando en una forma de onda con irregularidades o picos abruptos en puntos específicos, reflejando la perturbación en el flujo magnético. Esta distorsión es asimétrica y afecta principalmente la región del rotor donde ocurre el cortocircuito. Por otro lado, la excentricidad, que se debe a un desalineamiento del rotor, provoca una distorsión más global y cíclica en la forma de onda, caracterizada por oscilaciones suaves y repetitivas. Estas oscilaciones se deben a la variación periódica de la distancia entre el rotor y el estator durante la rotación, lo que introduce una modulación sinusoidal en la forma de onda. En resumen, mientras que un cortocircuito causa una distorsión abrupta y localizada, la excentricidad resulta en una distorsión cíclica y más distribuida en la forma de onda de la inducción magnética.

## **Capítulo IV. Modelo del generador síncrono en variables de fase ABC con armónicos**

### **4.1 Resumen de capítulo**

Este capítulo desarrolla el modelo matemático del generador síncrono en coordenadas de fase ABC, incorporando los efectos armónicos derivados de la distribución real del flujo magnético en el entrehierro analizada en el Capítulo 3. El propósito de este modelo es representar con fidelidad las inductancias propias y mutuas del estator, rotor y devanados amortiguadores bajo condiciones normales y de falla entre espiras en el devanado de campo. El modelo obtenido permite generar las señales eléctricas que serán empleadas posteriormente en el algoritmo de identificación presentado en el Capítulo 5. La formulación presentada constituye el vínculo matemático entre la física del flujo magnético y la detección de anomalías mediante el análisis de las corrientes del estator.

### **4.2 Objetivo del capítulo**

El objetivo de este capítulo es formular y simular un modelo del generador síncrono en variables de fase ABC que permita analizar el efecto del cortocircuito entre espiras en las corrientes del estator. Dicho modelo servirá como base para generar las señales empleadas en el algoritmo de diagnóstico propuesto en esta tesis.

### **4.3 Introducción**

Los generadores síncronos son componentes críticos en la generación de electricidad, ya que convierten la energía mecánica en energía eléctrica mediante el uso de un campo magnético giratorio. La precisión en la modelación de estos

generadores es vital para garantizar la estabilidad y eficiencia de los sistemas de generación de energía eléctrica [65]. Los modelos tradicionales, como los basados en el marco de referencia del rotor o en coordenadas  $dq0$ , aunque útiles, pueden simplificar excesivamente ciertos fenómenos transitorios y armónicos, información que se hablará en este apartado.

Por otro lado, el modelo en variables de fase ofrece una representación más detallada y precisa del comportamiento del generador síncrono. Este modelo no transforma las variables a un marco de referencia rotatorio, sino que trabaja directamente con las variables de fase (por ejemplo, las tensiones y corrientes en las fases del estator), lo que permite capturar con mayor exactitud los efectos de armónicos y transitorios de alta frecuencia [66]. Proporciona varias ventajas significativas para la detección de fallas en el devanado del rotor. Estas ventajas se derivan de su capacidad para capturar con precisión las características dinámicas y armónicas del generador.

El modelo en componentes de fase ABC permite monitorear las corrientes en cada fase del estator con precisión. Las fallas del devanado del rotor, como los cortocircuitos entre sus espiras, pueden provocar cambios característicos en las corrientes del estator. El análisis de estas corrientes puede revelar patrones que indican la presencia de fallas. Proporciona una base sólida para el desarrollo e implementación de algoritmos avanzados de diagnóstico de fallas. Estos algoritmos pueden incluir:

- Análisis de Fourier para detectar y cuantificar armónicos en las corrientes y voltajes.
- Técnicas de Machine Learning para identificar patrones anómalos y predecir fallas incipientes basadas en datos históricos.
- Modelos Predictivos para simular la evolución de fallas y su impacto en el desempeño del generador.

#### 4.4 Modelo del generador síncrono en variables de fase ABC

El modelo de la máquina síncrona está basado en los circuitos equivalentes de estator y rotor, las ecuaciones de voltaje se pueden obtener en términos de los enlaces de flujo y resistencias óhmica de estos devanados [67]. La Figura 4.1 muestra la distribución de los devanados en los ejes de la máquina síncrona, tanto en el estator (a, b, c) como en el rotor, que incluye los devanados de campo y de amortiguamiento. Los devanados del estator están distribuidos y separados  $120^\circ$  eléctricos entre sí, con un número de vueltas  $N_s$  y una resistencia  $R_s$ ; como los devanados se consideran balanceados, el número de vueltas y la resistencia en cada uno de ellos se consideran iguales.

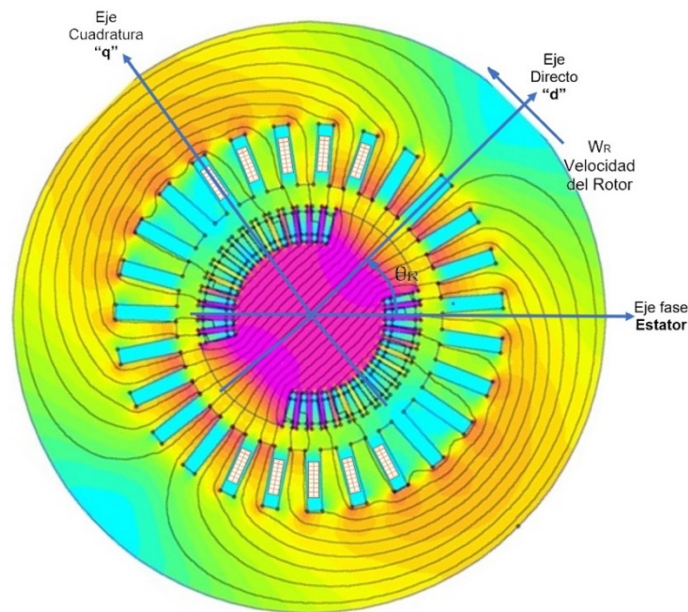


Figura 4.1. Diagrama esquemático de la máquina síncrona de 2 polos.

El rotor tiene el devanado de campo y tres devanados amortiguadores por cada par de polos. En el eje directo (eje d) se encuentran el devanado de campo (f) y uno de amortiguamiento ( $k_d$ ), ambos con el mismo número de vueltas y resistencia,  $N_f$ ,  $R_f$  y

Nkd Rkd, respectivamente. Los devanados (kQ1) y (kQ2) con parámetros NkQ1, RQ1 y NkQ2, RkQ1, respectivamente, están en el eje de cuadratura (eje q), que está adelantado 90° respecto al eje d, el cual forma un ángulo  $\theta$  con respecto a la referencia física en el estator. El giro del rotor (con velocidad angular  $\omega_r$ ) es, como se indica en la Figura 4.1 en sentido contrario al de las manecillas del reloj [68].

El modelo de la máquina síncrona está basado en los circuitos equivalentes de estator y rotor, las ecuaciones de voltaje se pueden obtener en términos de los enlaces de flujo y resistencias óhmica de estos devanados. De acuerdo con las leyes de Faraday y Kirchhoff:

$$\mathbf{v}(t) = \mathbf{R}\mathbf{i}(t) + \frac{d}{dt}\lambda(t) \quad (4.1)$$

donde:

$\mathbf{v}(t)$ = vector de tensiones  $(v_a, v_b, v_c, v_f, v_{k1}, v_{k2})^T$ .

$\mathbf{i}(t)$ = vector de corrientes  $(i_a, i_b, i_c, i_f, i_{k1}, i_{k2})^T$ .

$\lambda(t)$ = vector de enlaces de flujo.

$\mathbf{R}$ = matriz diagonal de resistencias:

$$\mathbf{R} = \text{diag}(R_s, R_s, R_s, R_f, R_{k1}, R_{k2})$$

De donde los enlaces de flujo entre el estator y rotor pueden expresarse en forma matricial de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \lambda_s(t) \\ \lambda_r(t) \end{bmatrix} = \mathbf{L}(\theta) \begin{bmatrix} \mathbf{i}_s(t) \\ \mathbf{i}_r(t) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Los vectores de  $\mathbf{i}_s(t)$  y  $\lambda_s(t)$  corresponde a las corrientes y enlaces de flujo del estator, los vectores correspondientes a  $\mathbf{i}_r(t)$  y  $\lambda_r(t)$  denotan a las corrientes en el rotor y sus enlaces de flujo.

Las ecuaciones (4.1) y (4.2) se amplían en este capítulo para mostrar la estructura completa del modelo dinámico del generador síncrono en variables de fase ABC. En particular, la matriz de inductancias  $\mathbf{L}(\theta)$  se expresa en función de la posición angular del rotor, lo cual permite capturar la variación periódica de las inductancias mutuas entre el campo y el estator, así como la interacción con los devanados amortiguadores.

Esta formulación permite analizar los efectos del cortocircuito entre espiras, ya que la falla modifica los parámetros eléctricos del devanado de campo y, por lo tanto, altera las corrientes del estator. La consistencia en la notación y la presentación completa del modelo permiten comprender claramente cómo este capítulo genera las señales que serán utilizadas en el algoritmo de diagnóstico presentado en el Capítulo 5.

La matriz de inductancias  $\mathbf{L}(\theta)$  tiene la forma:

$$\mathbf{L}(\theta) = \begin{bmatrix} L_{aa}(\theta) & L_{ab}(\theta) & L_{ac}(\theta) & L_{af}(\theta) & L_{akd}(\theta) & L_{akq}(\theta) & L_{akD}(\theta) & L_{akQ}(\theta) \\ L_{ba}(\theta) & L_{bb}(\theta) & L_{bc}(\theta) & L_{bf}(\theta) & L_{bkD}(\theta) & L_{bkq}(\theta) & L_{bkD}(\theta) & L_{bkQ}(\theta) \\ L_{ca}(\theta) & L_{cb}(\theta) & L_{cc}(\theta) & L_{cf}(\theta) & L_{ckD}(\theta) & L_{ckq}(\theta) & L_{ckD}(\theta) & L_{ckQ}(\theta) \\ L_{fa}(\theta) & L_{fb}(\theta) & L_{fc}(\theta) & L_{ff}(\theta) & L_{fkD}(\theta) & 0 & L_{fkD}(\theta) & 0 \\ L_{kda}(\theta) & L_{kdb}(\theta) & L_{kdc}(\theta) & L_{kdf}(\theta) & L_{kkD}(\theta) & 0 & L_{kkD}(\theta) & 0 \\ L_{kqa}(\theta) & L_{kqb}(\theta) & L_{kqc}(\theta) & 0 & 0 & L_{kkq}(\theta) & 0 & L_{kkqQ}(\theta) \\ L_{kDa}(\theta) & L_{kDb}(\theta) & L_{kDc}(\theta) & L_{kDf}(\theta) & L_{kDkd}(\theta) & 0 & L_{kDd}(\theta) & 0 \\ L_{kQa}(\theta) & L_{kQb}(\theta) & L_{kQc}(\theta) & 0 & 0 & L_{kQkq}(\theta) & 0 & L_{kkQ}(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Esta matriz también puede representarse de la siguiente forma:

$$\mathbf{L}(\theta) = \begin{bmatrix} L_{SS}(\theta) & L_{SR}(\theta) \\ L_{RS}(\theta) & L_{RR}(\theta) \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

De donde,  $\mathbf{L}_{ss}(\theta)$ ,  $\mathbf{L}_{sr}(\theta)$ ,  $\mathbf{L}_{rs}(\theta)$  y  $\mathbf{L}_{rr}$  son las inductancias estator, estator-rotor y rotor respectivamente todas referidas al lado estator [69]. Estas inductancias son variantes en el tiempo y representan las interrelaciones entre el estator y rotor en función de la posición del rotor con el ángulo  $\theta$ . Este modelo debe incluir los efectos de saturación magnética y armónicos para ser más realista y aplicable en el análisis de fallas internas [70,71].

Los armónicos son componentes de frecuencia múltiplo de la fundamental y son introducidos debido a la naturaleza y la distribución de los devanados en el estator y rotor [72]. Los armónicos más problemáticos, son el 5to, 7mo, 11vo, etc., ya que los armónicos múltiplos de 3 tales como el 3ro, 9no, 15vo, etc., se cancelan en una máquina trifásica balanceada [73]. Este modelo depende de los parámetros primitivos de la máquina, es decir parámetros que sólo posee el diseñador y fabricante. Por lo tanto, considerando “h” armónicos, las matrices **Lss(θ)**, **Lsr(θ)**, **Lrs(θ)** y **Lrr** quedan de la forma [74]:

$$L_{SS}(\theta) = \begin{bmatrix} L_{aa0} + \sum_{h=2}^n L_{aa_h} \cosh \theta & -L_{ab0} - \sum_{h=2}^n L_{ab_h} \cosh \left( \theta + \frac{\pi}{6} \right) & -L_{ac0} - \sum_{h=2}^n L_{ac_h} \cosh \left( \theta + \frac{5\pi}{6} \right) \\ -L_{ba0} - \sum_{h=2}^n L_{ba_h} \cosh \left( \theta + \frac{\pi}{6} \right) & L_{bb0} + \sum_{h=2}^n L_{bb_h} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -L_{bc0} - \sum_{h=2}^n L_{bc_h} \cosh \left( \theta - \frac{\pi}{2} \right) \\ -L_{ac0} - \sum_{h=2}^n L_{ac_h} \cosh \left( \theta + \frac{5\pi}{6} \right) & -L_{cb0} - \sum_{h=2}^n L_{cb_h} \cosh \left( \theta - \frac{\pi}{2} \right) & L_{cc0} + \sum_{h=2}^n L_{cc_h} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$L_{SR}(\theta) = \begin{bmatrix} \sum_{h=1}^m M_{fh} \cosh \theta & \sum_{h=1}^m M_{kd_h} \cosh \theta & -\sum_{h=1}^m M_{kq_h} \cosh \theta & \sum_{h=1}^m M_{kd_h} \cosh \theta & -\sum_{h=1}^m M_{kq_h} \cosh \theta \\ \sum_{h=1}^m M_{fh} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sum_{h=1}^m M_{kd_h} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sum_{h=1}^m M_{kq_h} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sum_{h=1}^m M_{kd_h} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sum_{h=1}^m M_{kq_h} \cosh \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sum_{h=1}^m M_{fh} \cosh \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) & \sum_{h=1}^m M_{kd_h} \cosh \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) & -\sum_{h=1}^m M_{kq_h} \cosh \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) & \sum_{h=1}^m M_{kd_h} \cosh \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) & -\sum_{h=1}^m M_{kq_h} \cosh \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$L_{RR} = \begin{bmatrix} L_{ff} & L_{fkD} & 0 & L_{fkD} & 0 \\ L_{kdf} & L_{kkD} & 0 & L_{kDkD} & 0 \\ 0 & 0 & L_{kkq} & 0 & L_{kqkQ} \\ L_{kDf} & L_{kDkD} & 0 & L_{kDkD} & 0 \\ 0 & 0 & L_{kQkq} & 0 & L_{kkQ} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Por lo tanto, las ecuaciones de voltaje para el estator y rotor son:

$$\begin{bmatrix} V_s(t) \\ V_r(t) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s(t) \\ i_r(t) \end{bmatrix} - p \begin{bmatrix} \lambda_s(t) \\ \lambda_r(t) \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

El vector **Vs(t)** representa los voltajes del estator y **Vr(t)** los voltajes en el rotor. Debe de notarse que sólo el voltaje del campo Vf en el vector **Vr(t)** será diferente de cero. **Rs** y **Rr** es una matriz diagonal constante la cual representa las resistencias óhmicas de ambos devanados, quedando como:

$$R_s = \text{diag}(r_a, r_a, r_a) \quad (4.9)$$

$$R_r = \text{diag}(r_F, r_D, r_{Q1}, r_{Q2}) \quad (4.10)$$

Combinando las ecuaciones anteriores se tiene la representación de la parte electromagnética de la máquina síncrona que tiene la siguiente expresión:

$$p\psi = v - RL^{-1}\psi \quad (4.11)$$

Es importante tener en cuenta que, para el cálculo de las variables de estado con la ecuación anterior, la inversa de la matriz de inductancia variable en el tiempo debe obtenerse en cada paso de integración.

#### 4.4.1 Par electromagnético en variables de fase

El par electromagnético,  $T_e$  en un generador síncrono se relaciona con las corrientes en los devanados del estator y el flujo magnético [69]. Este par se puede expresar en términos de las variables de fase mediante el análisis de la energía almacenada en un inductor y las fuerzas de Lorentz.

$$Wf = \left(\frac{1}{2}\right) \left( (i_{abcs})^T Ls i_{abcs} + (i_{abcs})^T [L'_{sr}] i'_{qdr} + \left(\frac{1}{2}\right) \left(\frac{3}{2}\right) (i'_{qdr})^T [L_r'] i'_{qdr} \right) \quad (4.12)$$

El par electromagnético se obtiene como la derivada parcial de la energía magnética con respecto al ángulo del rotor,  $\theta_r$

$$T_e = \left(\frac{P}{2}\right) \left\{ \frac{1}{2} (i_{abcs})^T \frac{\partial}{\partial \theta_r} [L_{ss}] i_{abcs} + (i_{abcs})^T \frac{\partial}{\partial \theta_r} [L'_{sr}] i'_{qdr} \right\} \quad (4.13)$$

Esta formulación demuestra cómo el par electromagnético en un generador síncrono puede ser expresado en términos de matrices y variables de fase. La matriz de inductancia  $L_{ss}$  y sus derivadas respecto al ángulo del rotor  $\theta_r$  juegan un papel crucial en la determinación del par [75].

#### 4.5 Efecto del cortocircuito entre espiras en la resistencia del campo

La resistencia eléctrica de un devanado de longitud  $L$ , sección transversal  $A$ , y resistividad  $\rho$  se define como:

$$R = \rho * \frac{L}{A} \quad (4.14)$$

Para un devanado con  $Nf$  espiras de campo, la resistencia del devanado de campo se expresa como:

$$Rf = \rho * \frac{Nf * Lt}{A} \quad (4.15)$$

Donde:

$Lt$  es la longitud de una espira individual.

$Nf$  es el número total de espiras del devanado de campo.

$\rho$  es la resistividad del material (por ejemplo, cobre).

##### 4.5.1 Modificación de la resistencia del campo debido al cortocircuito entre espiras

El cortocircuito entre espiras reduce el número de conductores activos del devanado de campo. Si se define  $Nf$  como el número total de espiras del devanado y  $N'f$  como las espiras que permanecen activas después de la falla, si una fracción  $\alpha$  de las espiras del campo está en cortocircuito, el número de espiras efectivas se reducen a:

$$N'f = (1 - \alpha)Nf \quad (4.16)$$

Por lo tanto, la nueva resistencia del campo se calcula como:

$$R'f = Rf(1 - \alpha) \quad (4.17)$$

Esto significa que la resistencia total del devanado de campo disminuye porque la longitud efectiva del conductor en servicio es menor.

#### 4.6 Efecto del cortocircuito entre espiras en la inductancia del campo

La inductancia de un devanado se define como:

$$L = \frac{N^2 \cdot \mu \cdot A}{l_t} \quad (4.18)$$

Lo que significa que la inductancia propia de un devanado es proporcional al cuadrado del número de espiras,  $N_2$ .

##### 4.6.1 Modificación de la inductancia propia del campo

La inductancia propia del devanado de campo depende del cuadrado del número total de espiras. Por lo tanto, un cortocircuito entre espiras modifica directamente la inductancia, ya que sólo una fracción del devanado contribuye al flujo magnetizante.

Considerando el parámetro  $\alpha$  previamente definido, la inductancia propia bajo condición de falla se obtiene como:

$$L_f' = L_f (1 - \alpha)^2 \quad (4.19)$$

##### 4.6.2 Inductancias mutuas entre el campo y el estátor

Las inductancias mutuas entre las fases del estator y el devanado de campo dependen linealmente del número de espiras activas del rotor. Por ello, un cortocircuito entre espiras reduce la magnitud del acoplamiento magnético entre ambos sistemas.

La inductancia mutua modificada se expresa como:

$$L'_{xf}(\theta) = \alpha L_{xf}(\theta), \quad x = a, b, c \quad (4.20)$$

donde  $L_{xf}(\theta)$  representa la inductancia mutua en condición sin falla.

Esta modificación captura la alteración del flujo magnetizante del rotor, lo que se reflejará posteriormente en las corrientes de estator.

#### 4.6.3 Inductancias mutuas entre el campo y los devanados amortiguadores

De manera análoga, el acoplamiento magnético entre el devanado de campo y los devanados amortiguadores también se ve afectado por la reducción del número de espiras activas.

La inductancia mutua bajo condición de cortocircuito se expresa como:

$$L'_{fk}(\theta) = \alpha L_{fk}(\theta), \quad k = k_1, k_2 \quad (4.21)$$

donde  $L_{fk}(\theta)$  representa la inductancia mutua entre estos devanados en condición sin falla.

Esta reducción en el acoplamiento campo y los devanados amortiguadores modifica la dinámica transitoria del rotor, especialmente durante perturbaciones.

### 4.7 Simulación de un turbogenerador de 835 MVA en variables de fase ABC, con falla entre espiras en el rotor aplicada a los 3 segundos

Con el objetivo de obtener las señales de corriente del estator para su posterior procesamiento y análisis, se desarrolló una simulación de un turbogenerador de 835 MVA en el entorno MATLAB, utilizando representación en variables de fase ABC. La finalidad de esta simulación es generar datos representativos de la respuesta dinámica del generador, bajo condiciones con una falla entre espiras en el devanado de campo

del rotor, que serán utilizados más adelante en algoritmos de análisis y detección de fallas.

Se presentan los resultados de una simulación en variables de fase. La simulación se ejecutó con un paso de integración de 0.000263 durante 5 segundos, permitiendo un seguimiento en las corrientes. Este valor de integración fue seleccionado para obtener precisión de los resultados con la estabilidad computacional del modelo, asegurando una representación fiel de los fenómenos transitorios en el turbogenerador. Se presentan los resultados de la simulación de una falla entre espiras en el devanado de campo del rotor de un generador síncrono, la cual se introduce a los 3 segundos de iniciada la simulación. Este tipo de falla representa un problema común en generadores de gran capacidad y puede afectar significativamente el comportamiento electromagnético y la estabilidad de la máquina.

#### *Parámetros del turbogenerador*

- Potencia aparente,  $S = 835\text{e}6$
- Voltaje nominal,  $V_n = 26\text{e}3$
- Torque mecánico  $T_m = 0.85$
- Constante de inercia  $H = 5.6$
- Cantidad de polos Polos: 2
- Factor de potencia  $\text{fp}: 0.85$
- Resistencia óhmica del estator en pu,  $r_a = 0.003$
- Inductancia de dispersión del estator en pu,  $L_{ls} = 0.19$
- Inductancia del eje de cuadratura en pu,  $L_q = 1.8$
- Inductancia del eje directo en pu,  $L_d = 1.8$
- Inductancia de magnetización en pu,  $L_{md} = L_d - L_{ls}$
- Resistencia óhmica del devanado amortiguador 1 eje directo en pu referida al estator  $r_{kq1} = 0.00178$

- Resistencia óhmica del devanado amortiguador 2 eje directo en pu referida al estator,  $r_{kq2} = 0.00841$
- Inductancia dispersión del devanado amortiguador 1 eje cuadratura en pu referida al estator,  $L_{lkq1} = 0.8125$
- Inductancia dispersión del devanado amortiguador 2 eje cuadratura en pu referida al estator,  $L_{lkq2} = 0.0939$
- Resistencia óhmica del devanado de campo en pu referida al estator,  $r_f = 0.000929$
- Inductancia de dispersión del devanado de campo en pu referida al estator,  $L_{lf} = 0.1414$
- Resistencia óhmica del devanado amortiguador 1 eje directo en pu referida al estator,  $r_{kd} = 0.01334$
- Inductancia de dispersión del devanado amortiguador 1 eje directo en pu referida al estator  $L_{lkd} = 0.08125$

Para esta simulación, el generador opera inicialmente en condiciones normales, con todos los devanados en estado saludable. A los 3 segundos, se modela un cortocircuito parcial en el devanado de campo, lo que provoca una reducción en la cantidad de espiras efectivas y una alteración en la matriz de inductancias y resistencias del sistema. Como consecuencia, se modifican las inductancias propias y mutuas del rotor con el estator y los devanados amortiguadores, lo que afecta la transferencia de flujo magnético y altera la generación de tensión en el estator. Los resultados de la simulación permiten analizar el impacto de la falla en diferentes variables del sistema, tales como las corrientes del estator, el torque electromagnético, la velocidad del rotor y la respuesta de los devanados amortiguadores. Se observa como la reducción de la inductancia del campo cambia la dinámica del sistema, afectando la estabilidad de la máquina y su capacidad para operar dentro de los parámetros normales.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos, mostrando la evolución temporal de las principales variables eléctricas y mecánicas del generador antes y después de la aparición de la falla. Estos resultados servirán para evaluar la respuesta de la máquina ante este tipo de anomalía y validar la efectividad del modelo desarrollado para la detección y diagnóstico de fallas entre espiras en el rotor (Figuras Figura 4.2Figura 4.3Figura 4.4).

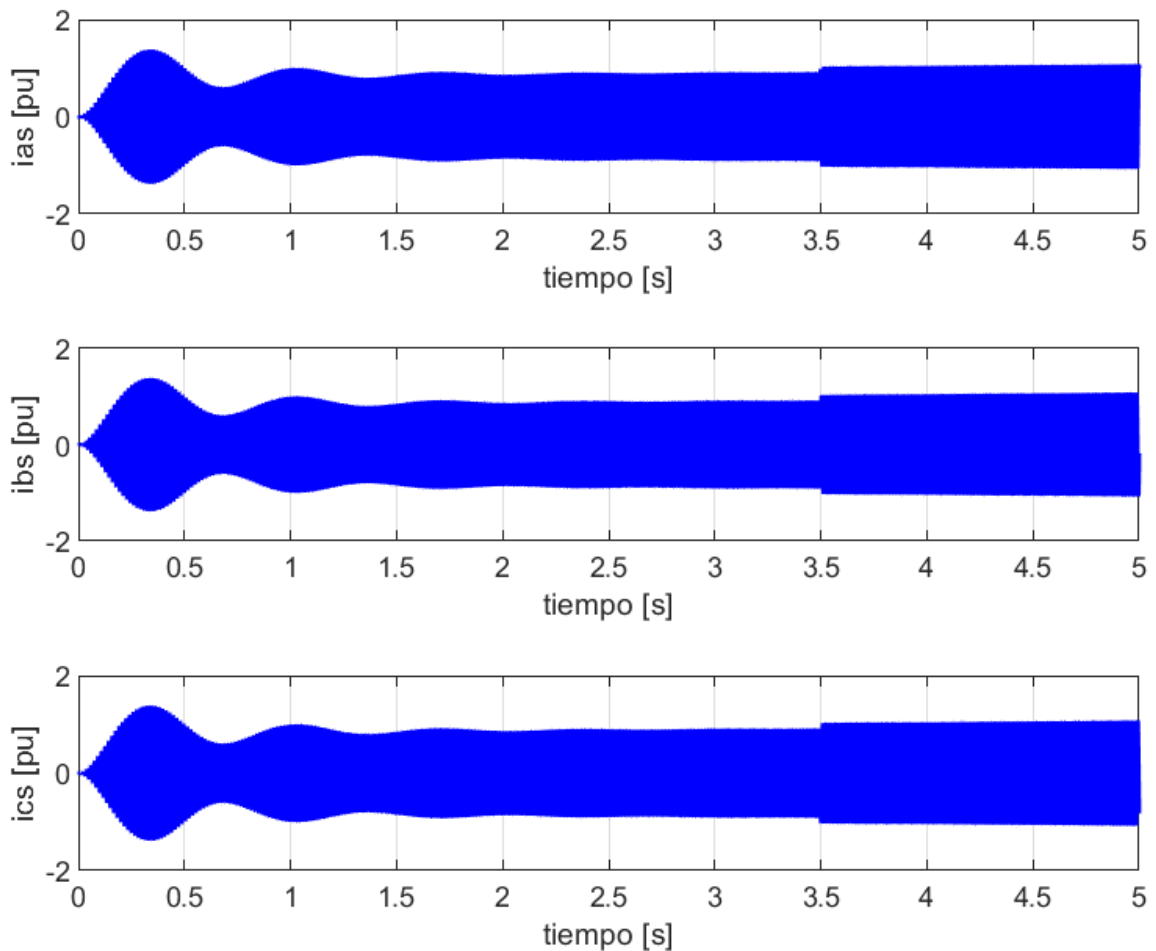


Figura 4.2. Comportamiento de las corrientes de estator con corto circuito entre espiras en el devanado de campo aplicado a los 3 segundos de la simulación

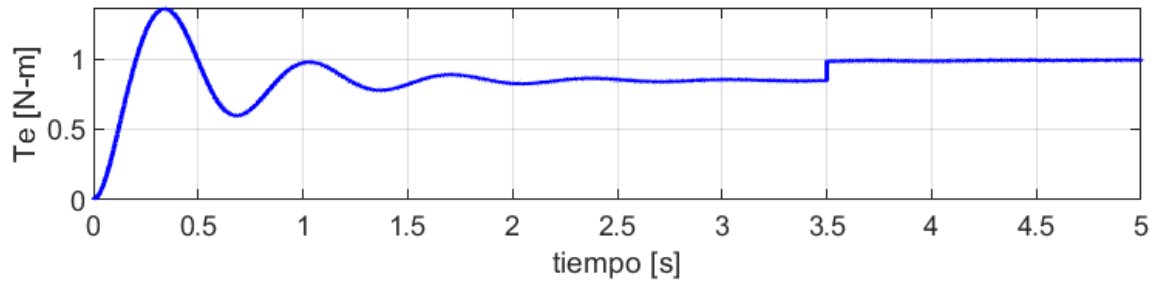
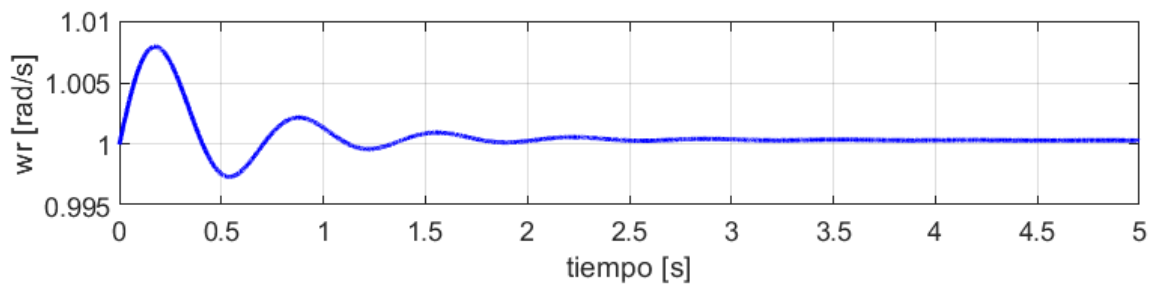
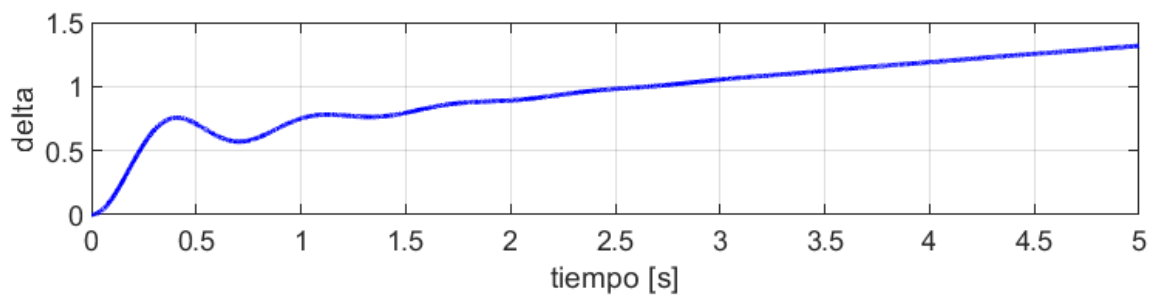


Figura 4.3.Comportamiento del torque electromagnético con corto circuito entre espiras en el devanado de campo a los 3 segundos de la simulación



a)



b)

Figura 4.4. a) Comportamiento de la velocidad mecánica del rotor, b) el Angulo de potencia durante la simulación del corto circuito entre espiras en el devanado de campo aplicado a los 3 segundos.

#### 4.8 Conclusiones del capítulo

El modelo del generador síncrono en variables de fase ABC ofrece una representación detallada del comportamiento electromagnético de la máquina, lo que resulta fundamental para evaluar el impacto de fallas como el cortocircuito entre espiras en el rotor. A diferencia de los modelos en ejes d-q, que consideran condiciones idealizadas y simetrías en la máquina, el enfoque en ABC permite capturar armónicos, asimetrías y transitorios electromagnéticos de manera más realista.

El modelo en ABC considera la matriz completa de inductancias del generador, lo que permite analizar cómo la reducción de espiras activas en el devanado de campo afecta tanto las inductancias propias como las mutuas con el estator y los devanados amortiguadores ya que estas inductancias desempeñan un papel fundamental en el acoplamiento magnético entre los devanados y este modelo facilita el análisis de los cambios en el flujo magnético en el entrehierro. Dado que el modelo en ABC reproduce con mayor fidelidad el comportamiento de la máquina ante fallas, se puede utilizar para validar algoritmos de monitoreo y diagnóstico en línea. Esto permite desarrollar métodos más robustos para la identificación temprana de anomalías en el generador antes de que evolucionen a fallas más severas.

Es importante mencionar que este modelo de simulación de cortocircuito entre espiras es estático; no es necesario un modelo dinámico, ya que es prácticamente imposible que en el momento que se realicen las mediciones de las corrientes del estator ocurra el cortocircuito, por lo tanto, no es necesario simular la dinámica del cortocircuito, sino sus efectos.

## **Capítulo V. Método: Algoritmo para detección y diagnóstico de fallas entre espiras en el devanado del rotor**

### **5.1 Introducción**

La presente investigación se centra en el desarrollo y aplicación de un algoritmo innovador para la identificación de fallas en el aislamiento entre espiras del devanado del rotor de generadores síncronos. Estas fallas, de naturaleza progresiva y difíciles de detectar en etapas tempranas, representan un desafío significativo en el mantenimiento de estos equipos de gran capacidad, ya que pueden derivar en fallas catastróficas si no son detectadas y atendidas a tiempo.

El algoritmo propuesto aprovecha técnicas de análisis de señales eléctricas, específicamente el Análisis de Componentes Principales (PCA, por sus siglas en inglés), una herramienta matemática robusta que permite identificar patrones ocultos en datos de alta dimensionalidad. La elección de PCA responde a su capacidad para extraer características relevantes en las señales de corriente de estator, las cuales contienen información clave sobre el estado del devanado del rotor, permitiendo así una detección más precisa y oportuna de anomalías asociadas a fallas entre espiras.

### **5.2 Fundamentos matemáticos del método PCA**

Para aplicar PCA en este trabajo, las señales medidas se organizan en forma de ventanas temporales asociadas a ciclos de la máquina. A partir de las señales de entrada (por ejemplo, corrientes del estator), se construye una matriz de datos  $\mathbf{X} \in \mathbb{R}^{L \times N}$ , donde:

$L$  es el número de muestras por ciclo (o por ventana),

$N$  es el número total de ciclos (ventanas) considerados en el análisis.

Cada columna  $\mathbf{X}_n \in \mathbb{R}^L$  representa el vector de  $m$  muestras correspondientes al ciclo (o ventana)  $N$ :

$$\mathbf{Xn} = [X_1, X_2, \dots, X_N] \quad (5.1)$$

Esta forma de organizar los datos en ciclos o ventanas de  $m$  muestras es coherente con los enfoques reportados en el monitoreo de condición mediante PCA en máquinas eléctricas, donde cada columna de  $\mathbf{Xn}$  representa un estado del sistema a lo largo de un ciclo [76,77].

Desde el punto de vista matemático, PCA puede formularse como el problema de encontrar la dirección  $\mathbf{w} \in \mathbb{R}^m$  que maximiza la varianza de los datos proyectados sobre dicha dirección [78]:

$$\mathbf{w}_1 = \arg \max_{\|\mathbf{w}\|=1} \text{Var}(\mathbf{w}^\top \mathbf{Xn}) \quad (5.2)$$

La proyección  $\mathbf{w}^\top \mathbf{Xn}$  produce un conjunto de valores escalares (uno por ciclo), cuya varianza puede expresarse en función de la matriz de covarianza  $\mathbf{C}$  de los datos:

$$\text{Var}(\mathbf{w}^\top \mathbf{Xn}) = \mathbf{w}^\top \mathbf{C} \mathbf{w}, \quad (5.3)$$

$$\mathbf{C} = \frac{1}{N-1} (\mathbf{Xn} - \mu)(\mathbf{Xn} - \mu)^\top \quad (5.4)$$

Donde  $\mu$  es el vector media.

El problema corresponde a un cociente de Rayleigh, cuya solución está dada por

$$\max_{\|\mathbf{w}\|=1} \mathbf{w}^\top \mathbf{C} \mathbf{w} \quad (5.5)$$

el eigenvector asociado al mayor eigenvalor de  $\mathbf{C}$  [78,79]. Es decir, el primer componente principal  $\mathbf{w}_1$  satisface:

$$\mathbf{C} \mathbf{w}_1 = \lambda_1 \mathbf{w}_1, \quad (5.6)$$

donde  $\lambda_1$  es el eigenvalor máximo. De manera análoga, los componentes principales siguientes se obtienen a partir de los eigenvectores restantes, ordenados según sus eigenvalores decrecientes.

En condiciones sanas, los ciclos de la señal presentan una estructura temporal regular y altamente correlacionada, lo que se refleja en una matriz de covarianza  $\mathbf{C}_{\text{sano}}$  estable. La presencia de un cortocircuito entre espiras introduce perturbaciones sutiles pero sistemáticas en la forma de onda, que se traducen en un cambio de la matriz de covarianza [80]:

$$\mathbf{C}_{\text{sano}} \neq \mathbf{C}_{\text{falla}} \quad (5.7)$$

Este cambio implica que la solución del problema de optimización también se modifica:

$$\mathbf{w}_{1,\text{sano}} \neq \mathbf{w}_{1,\text{falla}} \quad (5.8)$$

y, en consecuencia, los valores proyectados (primeros componentes principales) presentan desplazamientos entre el estado sano y el estado con falla. Dichos desplazamientos han sido reportados en la literatura como indicadores eficaces de fallas incipientes cuando se emplean técnicas multivariadas como PCA [81,82].

La formulación anterior muestra que PCA resuelve el problema de maximizar la varianza proyectada en un subespacio lineal de dimensión reducida. Esta propiedad es particularmente adecuada cuando:

- los datos tienen estructura lineal y correlacionada,
- la falla se manifiesta como un cambio en la covarianza entre ciclos,

- se requiere un método reproducible y con interpretación matemática clara [78].

### 5.3 Descripción del Algoritmo Propuesto

El algoritmo para la detección y diagnóstico de fallas entre espiras en el devanado del rotor sigue una estructura organizada en 2 etapas:

- Determinación de la matriz de transformación
- Operación

En la primera etapa, las señales obtenidas por simulación se someten a un proceso de preprocesamiento, una vez adquiridos y procesados los datos, se obtiene la matriz de transformación, a la cual el algoritmo aplica el “Análisis de Componente Principal (PCA)” para reducir la dimensionalidad y extraer las características más relevantes que describen el estado del generador.

El algoritmo, utilizando los datos en la simulación, del generador con falla y sin falla permitiendo al sistema a identificar la presencia de anomalías. Finalmente, en la segunda etapa, la cual tiene como objetivo la “identificación de falla entre espiras”, el algoritmo compara las nuevas señales de operación con el modelo patrón para detectar la existencia de falla entre espiras. Las componentes principales de las señales actuales se clasificarán haciendo comparación con las componentes obtenidas durante la etapa inicial, así el sistema identifica la posible presencia de una falla entre espiras en el devanado del rotor, basado exclusivamente en las características reveladas por el análisis de componentes principales.

En este trabajo, se presenta un análisis detallado de cada una de estas etapas, así como los resultados obtenidos en la validación del algoritmo ya que fue probado tanto en situaciones reales como en entornos simulados, lo que demuestra la robustez y aplicabilidad del método en diversos contextos.

## 5.4 Componente Principal (PCA)

El Análisis de Componentes Principales es una técnica estadística de reducción de dimensionalidad ampliamente utilizada en el procesamiento de datos. La principal ventaja del PCA es su capacidad para transformar un conjunto de variables correlacionadas en un nuevo conjunto de variables no correlacionadas, llamadas componentes principales, lo que permite simplificar el análisis de datos complejos sin perder información significativa.

El propósito central del PCA es reducir la complejidad de los datos, pero manteniendo la mayor cantidad de información relevante posible. Para lograrlo, el PCA reestructura los datos originales proyectándolos en un nuevo espacio de menor dimensionalidad, donde las nuevas variables (los componentes principales) son combinaciones lineales de las variables originales. Estos componentes principales están ordenados de tal manera que el primer componente captura la mayor parte de la variabilidad total del conjunto de datos, el segundo componente explica la mayor parte de la variabilidad remanente, y así sucesivamente.

El objetivo principal del PCA es identificar patrones en los datos y resumir la información contenida en múltiples variables en un conjunto más pequeño y manejable de variables no correlacionadas. Esto se logra mediante la identificación y extracción de las direcciones (o componentes principales) que explican la mayor parte de la variabilidad en los datos [3].

Para un grupo de vectores  $p$ -dimensionales  $\{t_n\}$  donde  $n \in \{1, \dots, N\}$ , el Análisis de Componente Principal (PCA) busca identificar las direcciones en las que los datos proyectados retienen la mayor cantidad posible de su varianza. Estos ejes, también conocidos como componentes principales, son representados por vectores ortonormales  $\{w_j\}$ , donde  $j \in \{1, \dots, q\}$  con  $q$  siendo el número de componentes

principales seleccionados (generalmente,  $q \leq p$ , es decir, se busca una representación en un espacio de menor dimensionalidad).

Los componentes principales son ortonormales, lo que significa que son mutuamente perpendiculares (ortogonales) y de longitud unitaria (normales). Esta propiedad asegura que cada componente principal captura una parte única de la varianza de los datos, sin superponerse con las otras componentes, lo cual es fundamental para descomponer la información de los datos de manera no redundante [76].

PCA determina estas direcciones o ejes ortonormales, sobre los cuales los datos proyectados retienen la máxima varianza posible [77]. Es decir, al proyectar los datos originales en el espacio definido por estos componentes principales, se conserva la mayor cantidad de información relevante sobre las relaciones internas del conjunto de datos.

Matemáticamente, se puede demostrar que los ejes principales  $\{w_j\}$  corresponden a los vectores propios dominantes de la matriz de covarianza de los datos. Los vectores propios representan una dirección en el espacio que tienen la propiedad de no cambiar de dirección cuando se les aplica una transformación lineal (en este caso, la transformación que realiza la matriz de covarianza). Los valores propios correspondientes a estos vectores propios indican cuanta varianza es capturada por cada eje principal [78].

Este resultado se expresa a través de la siguiente relación:

$$Sw_j = \lambda_j w_j \quad (5.9)$$

donde:

$S$  es la matriz de covarianza del conjunto de datos, que describe las relaciones y variabilidad entre las diferentes dimensiones de los vectores  $t_n$ .

$w_j$  es el valor propio asociado a la dirección del eje principal j-ésimo.

$\lambda_j$  es el valor propio correspondiente a ese vector propio  $w_j$ .

En esta ecuación, los vectores propios  $w_j$  representan las direcciones o ejes principales que capturan la mayor varianza de los datos, mientras que los valores propios  $\lambda_j$  representan la cantidad de varianza capturada por cada uno de estos ejes. Los vectores propios correspondientes a los valores propios más grandes son los más importantes, ya que indican las direcciones a lo largo de las cuales los datos se dispersan más.

Para aplicar el PCA, primero se debe construir la matriz de covarianza  $S$ , que captura cómo varían los diferentes vectores  $\{t_n\}$  en relación unos con otros. La matriz de covarianza está dada por los valores propios más grandes de la matriz de covarianza  $S$  formada por:

$$S = \frac{1}{n-1} \sum_{n=1}^N (t_n - \bar{t})(t_n - \bar{t})^T \quad (5.10)$$

donde:

$t_n$  es el vector de datos n-ésimo.

$\bar{t}$  es el vector de media de todos los vectores  $\{t_n\}$ , que se calcula promediando cada una de las coordenadas de los vectores de datos.

$(t_n - \bar{t})$  representa el vector de datos centrado, es decir, el desplazamiento de cada vector con respecto a la media.

$(t_n - \bar{t})^T$  es la transpuesta del vector centrado.

La matriz de covarianza  $S$  proporciona una medida de como varían las distintas dimensiones del conjunto de datos en relación con otras. Por ejemplo, si las

coordenadas de los vectores están correlacionadas positivamente, la covarianza será positiva, lo que sugiere que hay información redundante que puede capturarse en un eje principal común [79].

#### 5.4.1 Proyección en los componentes principales

Una vez que se han calculado los vectores propios  $w_j$  y sus valores propios  $\lambda_j$ , los datos originales pueden ser proyectados en el espacio de los componentes principales para obtener una nueva representación de los datos en un espacio de menor dimensionalidad. La nueva representación de un vector de datos  $t_n$  en el espacio de componentes principales se calcula como:

$$x_n = W^T(t_n - \bar{t}) \quad (5.11)$$

donde:

$W$  es la matriz cuyas columnas son los vectores propios  $w_j$ .

$t_n - \bar{t}$  es el vector de datos centrado.

$x_n$  es el vector resultante en el espacio de los componentes principales.

Este proceso de proyección reduce la dimensionalidad de los datos originales al retener sólo las direcciones principales, lo que facilita el análisis y visualización de los datos. Los nuevos vectores  $x_n$  capturan la mayor cantidad posible de la información contenida en los datos originales, pero en un espacio de menor dimensión, lo que reduce el ruido y las redundancias, facilitando la detección de patrones clave o anomalías.

El análisis de componente principal (PCA) es una técnica de reducción de dimensionalidad realzando similitudes y diferencias entre los datos bajo estudio simplificando el proceso de clasificación entre clases [80]. Este concepto se muestra

gráficamente en la Figura 5.1 para un grupo de datos; el eje OA es la dirección de la primera componente principal y el eje OB es la segunda componente principal.

Se puede apreciar que la proyección de los datos sobre OA da mayor información de la estructura de los datos que la proyección sobre OB. Por tanto, la identificación de distintos tipos de datos se puede hacer con la proyección de los datos originales sobre un eje cuya dirección maximice la variancia entre los datos, OA en este caso. En este ejemplo simple, se tiene una reducción de dimensiones de 2D a 1D.

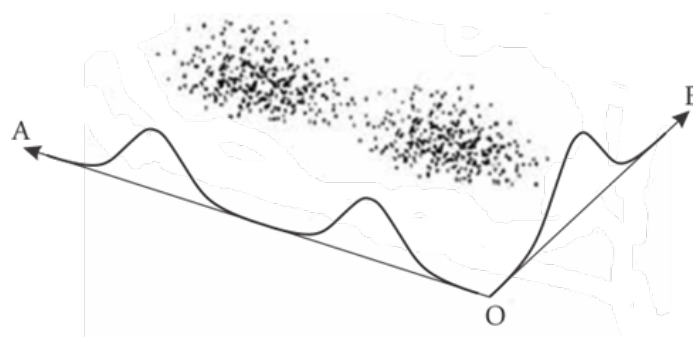


Figura 5.1. Representación gráfica de PCA

Es importante enfatizar que, desde el punto de vista estadístico, el Análisis de Componentes Principales no es un clasificador en el sentido estricto. El PCA es un método no supervisado de reducción de dimensionalidad, la formulación presentada en las ecuaciones 5.9 a la 5.11 se basa en maximizar la varianza proyectada  $w^T S w$  sujeta a una restricción de norma unitaria, donde  $S$  es la matriz de covarianza del conjunto de datos y los vectores propios definen las direcciones principales de variación. En este proceso no intervienen etiquetas de clase, por lo que el algoritmo no “aprende” explícitamente fronteras de decisión entre estados sanos y con falla.

Sin embargo, bajo ciertas premisas matemáticas, las componentes principales pueden utilizarse como base para construir un clasificador. Cuando el conjunto de datos de entrenamiento incluye observaciones de más de una condición tales como, no falla (NF) y falla (F) y la falla se manifiesta como un cambio significativo en la media y/o en la covarianza, el término de dispersión entre clases contribuye de forma dominante a la matriz de covarianza total  $S$ . En esas circunstancias, el primer vector propio  $v_1$  suele alinearse aproximadamente con la dirección que une los centroides de ambas condiciones. Si se denotan por  $\mu_{NF}$  y  $\mu_F$  las medias de los vectores de datos centrados para cada condición, las proyecciones  $v_1^T \mu_{NF}$  y  $v_1^T \mu_F$  quedan separadas en el eje de la primera componente principal siempre que la varianza sea moderada frente a la varianza entre clases.

En este escenario, existe un umbral  $\tau$  en la primera componente principal tal que la regla de decisión es:

$$\text{si } v_1^T t_n^c < \tau \Rightarrow \text{NF, si } v_1^T t_n^c > \tau \Rightarrow \text{F}$$

permite asignar correctamente la mayoría de las observaciones, donde  $t_n^c$  es el vector de datos centrado. De este modo, la combinación PCA y regla de decisión en el espacio proyectado se comporta como un clasificador lineal, aunque el PCA, por sí mismo, sigue siendo únicamente una transformación ortogonal de reducción de dimensión. En el método propuesto en este capítulo, esta regla se implementa mediante el signo de la primera componente principal (CP1), tal como se ilustra en la figura 5.5 y se detalla en la Sección 5.5.2.3.

## 5.5 Algoritmo de identificación de fallas

A continuación, se presenta el diagrama que ilustra la metodología para realizar el análisis de las corrientes del estator mediante el Análisis de Componente Principal (PCA). Este diagrama resume los pasos clave del proceso, desde la adquisición de las

señales hasta el análisis de los resultados, proporcionando una visión general del flujo de datos (Figura 5.2).

### Metodología empleada en el algoritmo

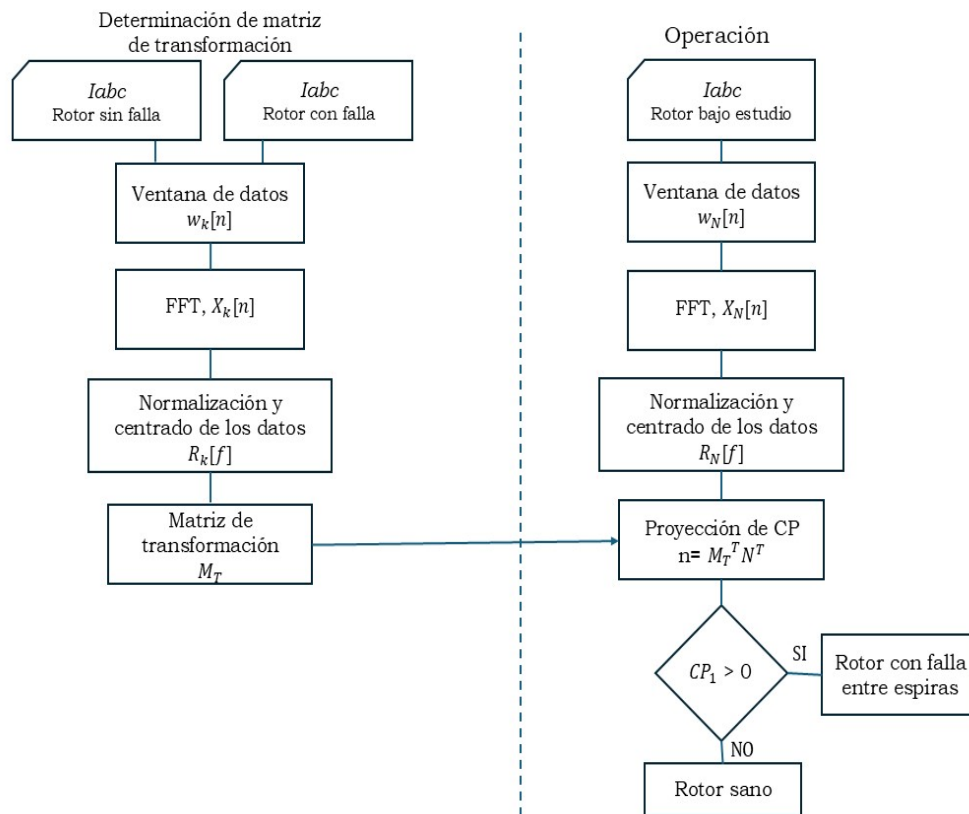


Figura 5.2. Metodología empleada en el algoritmo para identificar falla entre espiras del devanado de campo de generadores síncronos

#### 5.5.1 Etapa para la determinación de la matriz de transformación

En esta etapa se procesan las formas de onda de las corrientes del estator obtenidas por simulación con el objetivo de obtener la matriz de transformación MT, la cual se extraerá la información para diagnosticar la presencia de la falla entre espiras en el devanado del rotor.

### 5.5.1.1 Adquisición y procesamiento de datos

Se inicia con la adquisición de los datos de corriente obtenidos mediante simulación de la operación del generador bajo carga, se registran los perfiles de las corrientes del estator de las 3 fases del devanado de estator con un muestreo de 64 Muestras/Ciclo. Los perfiles de corriente obtenidos proporcionan una representación de las variaciones de corriente durante la operación del generador.

Los datos de estos perfiles se almacenan y luego se procesan para garantizar un muestreo que sea múltiplo de 64 muestras/ciclo. Este procesamiento se lleva a cabo utilizando MATLAB, asegurando que los datos cumplan con los requisitos de resolución. Sea  $I_s t$  la corriente instantánea en el estator en función del tiempo  $t$ , que es una señal periódica.

Esta corriente es muestreada en intervalos de tiempo regulares para formar un conjunto de datos discretos. El perfil de corriente registrado matemáticamente se expresa como una serie de valores discretos  $I_s[n]$ , donde  $n$  es el índice de la muestra y  $m$  es el número total de muestras en cada ciclo.

$$I_s[n] = I_s(t_0 + n\Delta t) \text{ para } n = 0, 1, 2, \dots, 63 \quad (5.12)$$

donde:

$I_s[n]$  representa la corriente del estator en la  $n$ -ésima muestra dentro de una ventana.

$t_0$  es el tiempo inicial en el que comienza el ciclo del muestreo.

$\Delta t$  es el intervalo de tiempo entre cada muestra, que corresponde a  $T/64$  donde  $T$  es el periodo de un ciclo de corriente (es decir,  $T=1/f$ , siendo  $f$  la frecuencia de la señal en Hz).

El perfil de corriente completo para una ventana de 1 segundo puede representarse como:

$$\{I_s[0], I_s[1], I_s[2], \dots, I_s[63]\} \quad (5.13)$$

Cada conjunto de 64 muestras por ciclo forma un perfil para ese intervalo de tiempo, tal como se aprecia en la Figura 5.3.

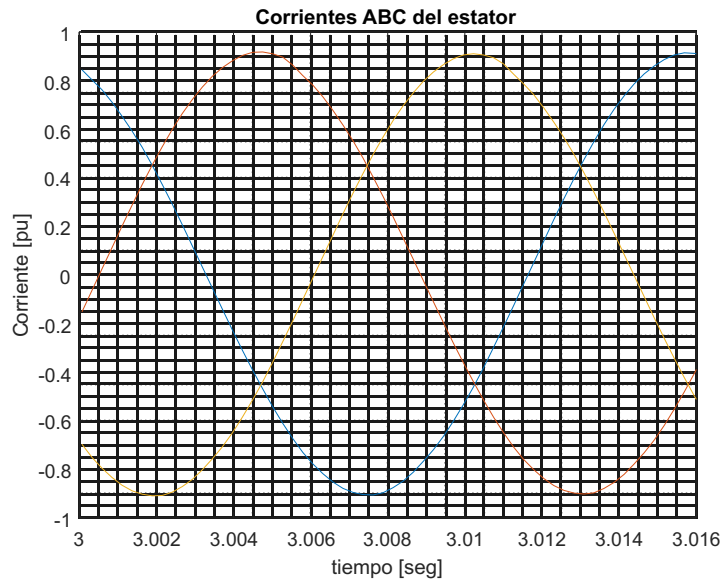


Figura 5.3. Forma de onda de las corrientes del estator obtenidas por simulación

Estos perfiles se repiten a lo largo de la duración de la medición para formar una serie temporal de ventanas de 1 segundo, donde cada ventana tiene 64 muestras correspondientes a un ciclo completo.

#### 5.5.1.2 Ventanas de datos

Los datos de corriente registrados se segmentan en ventanas de tiempo específicas para facilitar su procesamiento subsecuente. En particular, se forman ventanas de 64 muestras/ciclo durante 1 segundo por lo que se tendrán 60 ciclos, asegurando un muestreo denso y consistente. Cada ventana está compuesta por 64 columnas, donde cada columna representa una muestra individual dentro del ciclo de

corriente, y cada fila del conjunto de datos corresponde a una ventana de tiempo específica. Esta organización permite capturar con precisión las variaciones de la corriente en el estator durante la operación del generador, proporcionando una base sólida para los análisis posteriores.

Supongamos que tenemos una señal de corriente de estator  $I_s t$  que ha sido muestreada y convertida en una serie de datos discretos  $I_s[n]$ . Si se muestra la corriente de 64 muestras por ciclo, y cada ventana cubre 1 segundo de datos, podemos definir matemáticamente la k-ésima ventana de la siguiente manera:

$$W_k[n] = \{I_s[k * N + n] \mid n = 0, 1, 2, \dots, N - 1\} \quad (5.14)$$

Donde:

$W_k[n]$  es la k-ésima ventana de datos.

$k$  es el índice de la ventana, con  $k = 0, 1, 2, \dots, M - 1$  donde  $M$  es el número total de ventanas.

$n$  es el índice dentro de la ventana, con  $n = 0, 1, 2, \dots, N - 1$

$N$  es el número de muestras por ciclo, en este caso  $N = 64$

$I_s[k * N + n]$  representa la n-ésima muestra dentro de la k-ésima ventana.

Cada ventana  $W_k[n]$  contiene 64 muestras consecutivas de la señal de corriente del estator y cubre un ciclo completo de la señal. La serie de ventanas que cubren la totalidad del periodo de muestreo puede expresarse como:

$$\{W_0[n], W_1[n], W_2[n], \dots, W_{M-1}[n]\} \quad (5.15)$$

donde  $M$  es el número total de ventanas obtenidas durante el tiempo de operación del generador bajo análisis.

### 5.5.1.3 FFT a la forma de onda de las corrientes de estator

Se aplica la Transformada Rápida de Fourier (FFT) a los perfiles de corriente previamente segmentados en ventanas de 64 muestras/ciclo por 1 segundo. El propósito de la FFT es transformar estas señales de corriente, que están en el dominio del tiempo, al dominio de la frecuencia, permitiendo así un análisis detallado de su contenido frecuencial. Esto es fundamental para identificar la presencia de armónicos o componentes de frecuencia específicos que puedan ser indicativos de anomalías o fallas dentro del generador, como cortocircuitos entre vueltas del devanado del rotor. La FFT se aplica a cada ventana de datos, generando un espectro de frecuencias (Figura 5.4).

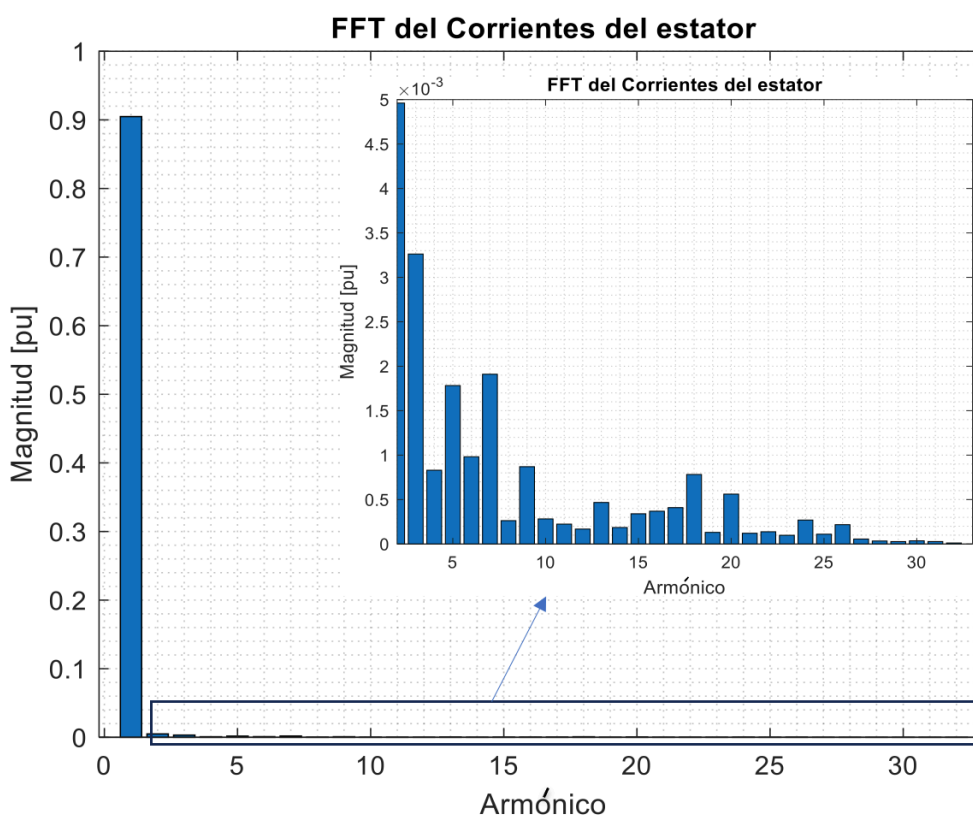


Figura 5.4. Análisis espectral durante 1 ciclo de las corrientes obtenidas por simulación.

Este espectro se analiza en busca de patrones anómalos que podrían sugerir la existencia de fallas. Además, los resultados del análisis de frecuencia se almacenan para su posterior procesamiento, lo que facilita una evaluación continua y precisa del estado del generador. El uso de FFT no sólo permite la detección temprana de problemas potenciales, sino que también ofrece una alta precisión en la identificación de componentes de frecuencia relevantes, todo ello de manera eficiente desde el punto de vista computacional.

La FFT de la  $k$ -ésima ventana  $W_k[n]$  se calcula de la siguiente manera:

$$X_k[f] = \sum_{n=0}^{N-1} W_k[n] e^{-j2\pi f n/N} \quad (5.16)$$

donde:

$X_k[f]$  es el resultado de la FFT, que representa el espectro de frecuencia de la  $k$ -ésima ventana.

$f$  es el índice de frecuencia que toma valores de 0 a  $N - 1$ , donde  $N$  es el número total de muestras en la ventana.

$n$  es el índice de las muestras dentro de la ventana, tomando valores de 0 a  $N - 1$ .

$W_k[n]$  es el valor de la corriente en la  $n$ -ésima muestra dentro de la  $k$ -ésima ventana.

$j$  es la unidad imaginaria.

El resultado  $X_k[f]$  es un conjunto de valores complejos que representan las amplitudes y fases de las componentes de frecuencia en la señal original  $W_k[n]$ .

#### 5.5.1.4 Normalización de armónicas

Las magnitudes de las componentes de frecuencia obtenidas mediante la Transformada Rápida de Fourier (FFT) son sometidas a un proceso de normalización con el fin de facilitar la comparación de los resultados. Este proceso consiste en normalizar las magnitudes de los armónicos con respecto a una frecuencia de referencia, esto se realiza con la frecuencia fundamental, lo que permite identificar de manera efectiva variaciones significativas en los armónicos que podrían ser indicativas de condiciones anómalas o fallas en el generador para cada armónico. La normalización permite atenuar el efecto de las variaciones absolutas en la magnitud de la señal, enfocando el análisis en las relaciones entre las diferentes componentes de frecuencia. Esto facilita la identificación de patrones anómalos, como incrementos en las magnitudes relativizadas de ciertos armónicos.

Supongamos que tenemos el espectro de frecuencias  $X_k[f]$  obtenido a partir de la FFT aplicada a la k-ésima ventana de datos de corriente. La normalización de la magnitud de cada armónico  $f$  se puede definir como:

$$R_k[f] = \frac{|X_k[f]|}{|X_k[f_0]|} \quad (5.17)$$

donde:

$|X_k[f]|$  es la magnitud de la f-ésima componente de la frecuencia obtenida a partir de la FFT de la k-ésima ventana. Representa la contribución de esa frecuencia específica en el espectro.

$|X_k[f_0]|$  es la magnitud de la frecuencia de referencia, que en la mayoría de los casos es la frecuencia fundamental  $f_0$ . La elección de  $f_0$  como referencia se basa en el hecho de que es la componente dominante en condiciones normales.

$R_k[f]$  es la magnitud normalizada que se obtiene al dividir  $|X_k[f]|$  por  $|X_k[f_0]|$ .

Esto normaliza la magnitud del armónico en relación con la magnitud de la frecuencia fundamental, permitiendo una comparación relativa entre diferentes armónicos y a lo largo de diferentes ventanas de tiempo.

#### 5.5.1.5 Estructura de los datos

Se procede con el preprocesamiento a la carga de los datos; se utilizan 2 conjuntos de datos principales: uno relacionado con escenarios de fallas, otro con escenarios sin fallas que contiene información que será utilizada en etapas posteriores del análisis. En esta etapa se forma la matriz D de datos patrón, por lo que sugiere que el análisis se centrará en un conjunto particular de ventanas o características relevantes que han sido previamente identificadas, este subconjunto se almacena en la matriz D, lo que permite que estos datos sean manejados y analizados de manera aislada o en conjunto con otros datos más adelante en el proceso.

Con la matriz D que combina datos de diferentes escenarios (con y sin falla), preparados para su posterior análisis mediante PCA, este vector captura la información crítica de los diferentes estados operativos del sistema y facilita la detección de patrones y anomalías al aplicar técnicas de análisis multivariado como el PCA.

La formación de la matriz D consiste en la combinación de dos conjuntos de datos principales: uno asociado a escenarios con falla y otro a escenarios sin falla. Este proceso se puede describir de la siguiente manera:

Conjuntos de datos originales: Se tienen dos matrices de datos leídas desde archivos externos:

- A: Matriz que contiene datos de escenarios con falla.
- C: Matriz que contiene datos de escenarios sin falla.

Estas matrices pueden tener dimensiones  $m \times n$  donde  $m$  es el número de mediciones y  $n$  es el número de características o columnas.

A partir de las matrices  $A$  y  $C$ , se seleccionan subconjuntos de filas y columnas que representan las características más relevantes de cada escenario. Matemáticamente, se extraen columnas o rangos específicos de  $A$  y  $C$  para formar un conjunto combinado.

Combinación de subconjuntos: La matriz  $D$  se forma apilando o concatenando los subconjuntos seleccionados de  $A$  y  $C$ . Esta combinación puede representarse de la siguiente.

$$D = \begin{pmatrix} A_{1,1} & A_{1,2} & \cdots & A_{1,n} \\ A_{2,1} & A_{2,2} & \cdots & A_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{k,1} & A_{k,2} & \cdots & A_{k,n} \\ C_{1,1} & C_{1,2} & \cdots & C_{1,n} \\ C_{2,1} & C_{2,2} & \cdots & C_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{l,1} & C_{l,2} & \cdots & C_{l,n} \end{pmatrix} \quad (5.18)$$

La matriz  $D$  es una combinación de datos de diferentes escenarios (con y sin falla), y contiene las características o ventanas relevantes identificadas previamente. Esta matriz se utiliza posteriormente en el análisis multivariado con técnicas del PCA.

La ecuación (5.18) podría interpretarse como parte de un procedimiento supervisado, ya que presenta la comparación entre dos matrices de covarianza asociadas a las condiciones del generador (sano y con falla). Sin embargo, esta formulación corresponde únicamente a la etapa de entrenamiento descrita en la Figura 5.2.

Durante el entrenamiento, se emplean datos previamente seleccionados para caracterizar la variabilidad estadística del generador en diferentes condiciones operativas. Este proceso permite construir la matriz de covarianza de referencia y

obtener los vectores propios que conforman la matriz de transformación utilizada por el PCA.

Es importante subrayar que, aunque en el entrenamiento se utilizan conjuntos diferenciados, el método no es supervisado durante la fase de operación. Una vez determinada la matriz de transformación, cualquier nuevo vector de datos  $X_n$  se proyecta en el espacio CP1–CP2 sin emplear etiquetas ni reglas de clasificación.

La detección de fallas surge de los desplazamientos estadísticos que ocurren en el subespacio de componentes principales cuando la estructura de correlaciones cambia. Por lo tanto, la ecuación (5.18) no implica un método supervisado, sino que describe la variación estadística empleada únicamente para el entrenamiento inicial del algoritmo.

#### 5.5.1.6 Centrado y Normalizado de los datos

Se realiza el centrado y la normalización de la matriz D de datos combinados. El centrado implica restar la media de cada columna de la matriz D para que los datos estén ajustados alrededor de un punto de referencia. Esto se realiza de la siguiente manera:

Sea D la matriz de datos, donde  $D_{ij}$  es el valor del elemento en la fila i y columna j. Se calcula la media de cada columna j, denotada como  $\mu_j$ , que es:

$$\mu_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n D_{ij} \quad (5.19)$$

donde n es el número de filas de la matriz. Luego se resta la media de cada valor de la columna correspondiente resultando en una matriz centrada  $D_{centrada}$ :

$$D_{centrada} = D - \bar{D} \quad (5.20)$$

donde  $\bar{D}$  es una matriz en la que cada columna contiene el valor de la media de esa columna.

Con el objetivo de garantizar que todas las magnitudes de los elementos estén dentro de un rango acotado, la normalización se realiza utilizando el valor máximo absoluto de los datos presentes en la matriz, de modo que los valores de la matriz se ajusten entre -1 y 1, dependiendo de la naturaleza de los datos, el proceso comienza calculando los valores máximos y mínimos de cada columna de la matriz  $D$ , para ello, se utiliza la función máxima para obtener el valor más grande en cada columna y la función mínima para encontrar el valor más bajo,

$$\mathbf{max}_j = \mathbf{max}(D_{1j}, D_{2j}, \dots, D_{nj}) \quad (5.21)$$

$$\mathbf{min}_j = \mathbf{min}(D_{1j}, D_{2j}, \dots, D_{nj}) \quad (5.22)$$

Esto da los extremos para cada columna individualmente. Luego, se seleccionan los valores extremos absolutos para toda la matriz:

$$\mathbf{max\_global} = \mathbf{max}(\{\mathbf{max}_j\}) \quad (5.23)$$

$$\mathbf{min\_global} = \mathbf{min}(\{\mathbf{min}_j\}) \quad (5.24)$$

A continuación, se selecciona el valor máximo absoluto entre  $\mathbf{max\_global}$  y  $\mathbf{min\_global}$ :

$$\mathbf{val\_max\_abs} = \mathbf{max}(|\mathbf{max\_global}| \cdot |\mathbf{min\_global}|) \quad (5.25)$$

Una vez identificados los valores extremos absolutos de toda la matriz, seleccionando tanto el valor máximo global como el valor mínimo global, estos valores representan los extremos dentro de la matriz de datos, tanto en la parte positiva como negativa del espectro de valores se compara el valor máximo absoluto con el valor mínimo absoluto de la matriz para determinar cuál de estos extremos tiene la mayor magnitud, dependiendo de esta comparación, se selecciona el valor más extremo entre los dos, esta selección es importante porque garantiza que la normalización se realice en función del valor que mejor representa el rango de los datos, permitiendo que las

magnitudes relativas de los elementos de la matriz se conserven correctamente durante la normalización, finalmente, la matriz  $D$  se normaliza dividiendo todos los valores por el valor máximo absoluto, esto tiene el efecto de ajustar todos los valores de la matriz a un rango entre -1 y 1:

$$D_{normalizada} = \frac{D_{centrada}}{val\_max\_abs} \quad (5.26)$$

Asegurando que las relaciones relativas entre los valores se mantengan intactas, mientras que se reduce la variabilidad excesiva entre las columnas, la normalización facilita el análisis comparativo entre diferentes variables y ventanas temporales realizado en la unidad lógica aritmética del microcontrolador, un paso esencial para el Análisis de Componente Principal (PCA) que se basa en datos equilibrados en magnitud.

#### 5.5.1.7 Matrices de covarianza y transformación

La matriz de covarianza se calcula a partir de la matriz de datos normalizada  $D_{normalizada}$ . La covarianza mide la relación entre las variaciones de dos variables. En este caso, las columnas de la matriz  $D_{normalizada}$  representan las diferentes características o variables de los datos, y la covarianza entre estas variables se organiza en la matriz de covarianza  $C$ .

La matriz de covarianza  $C$  se calcula como:

$$C = \frac{1}{n-1} D_{normalizada}^T \quad (5.27)$$

donde:

$D_{normalizada}^T$  es la transpuesta de la matriz de datos normalizada

$n$  es el número de observaciones (filas de la matriz  $D_{normalizada}$  )

La matriz  $C$  es simétrica y sus elementos  $C_{ij}$  representan la covarianza entre las columnas  $i$  y  $j$  de  $D_{normalizada}$  esta matriz refleja que tan correlacionadas están las variables en los datos permitidos identificar las relaciones estadísticas entre ellas.

Una vez calculada la matriz de covarianza  $C$ , se procede a su descomposición en valores propios y vectores propios. Esta descomposición es clave en el Análisis de Componentes Principales (PCA) para identificar las direcciones de máxima variabilidad en los datos.

La descomposición de  $C$  se realiza resolviendo la siguiente ecuación de valores propios:

$$Cv_i = \lambda_i v_i \quad (5.28)$$

donde:

$\lambda_i$  es el valor propio correspondiente al vector propio  $v_i$ .

$v_i$  es el vector propio correspondiente.

Los valores propios  $\lambda_i$  indican cuánta variabilidad en los datos está asociada con cada vector propio  $v_i$ , que representa una dirección en el espacio de las características. Los valores propios se organizan en una matriz diagonal  $\Lambda$ , donde los elementos en la diagonal son los valores propios ordenados de mayor a menor:

$$\Lambda = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_3 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{pmatrix} \quad (5.29)$$

Los vectores propios correspondientes a los valores propios más grandes son los más relevantes, ya que representan las direcciones con mayor variabilidad en los

datos. En el contexto de la reducción de dimensionalidad, sólo se seleccionan las componentes principales más importantes.

En este caso, se seleccionan las dos últimas columnas de la matriz de vectores propios, es decir, las que corresponden a los dos valores propios más grandes. Estas dos columnas se almacenan en la matriz de transformación MT, que se utiliza para proyectar los datos en un espacio de menor dimensionalidad:

$$M_T = (v_{31} \ v_{32}) \quad (5.30)$$

Estas componentes principales contienen la mayor parte de la información sobre las variaciones en las formas de onda de corriente del estator, y permiten proyectar los datos en un espacio de menor dimensionalidad que retiene la mayor parte de la información importante.

Una vez seleccionadas las componentes principales, los datos normalizados  $D_{normalizada}$  se proyectan en este nuevo espacio de menor dimensionalidad utilizando la matriz de transformación MT:

$$n = M_T^T D_{normalizada}^T \quad (5.31)$$

Esta proyección transforma los datos en un espacio de dos dimensiones, donde las direcciones principales de variabilidad (asociadas a las dos componentes principales seleccionadas) son las que predominan, facilitando la identificación de patrones y anomalías en los datos.

### 5.5.2 Etapa de operación

En esta etapa, el objetivo principal es la identificación de la falla entre espiras en el devanado del rotor mediante el análisis de las corrientes de estator. Para ello, primero se analizan las formas de onda de los datos a identificar, evaluando las características de las señales obtenidas. Posteriormente, se aplica un proceso de

ajuste y escalado para asegurar la equivalencia de los datos y eliminar sesgos numéricos, similar a que se utilizó para determinar la matriz de transformación. Luego, se lleva a cabo la proyección de los datos en el espacio de las componentes principales, permitiendo resaltar las características más relevantes y reducir la dimensionalidad de la información. Finalmente, se define un criterio de identificación de falla, estableciendo las condiciones bajo las cuales el algoritmo determina la presencia de la falla entre espiras del devanado de campo.

#### **5.5.2.1 Formas de onda de los datos a identificar**

Los nuevos datos correspondientes a las formas de onda de las corrientes que se van a identificar pasarán por un proceso de preprocesamiento similar al aplicado a los datos patrón utilizados previamente en el análisis. Estos datos, al ser nuevos, requieren un tratamiento específico para garantizar su comparabilidad con los datos de referencia (patrón), los cuales fueron previamente sometidos a un proceso de centrado y normalización.

El preprocesamiento de estos nuevos datos implica ajustar las formas de onda de las corrientes mediante el mismo procedimiento de centrado, que alinea los datos con el comportamiento promedio de los datos patrón, y de normalización, que escala los valores de las corrientes a un rango adecuado para la proyección en el espacio de las componentes principales. Este paso asegura que los nuevos datos se comporten en un marco de referencia compatible con el análisis anterior, permitiendo una evaluación precisa de las posibles fallas o anomalías que puedan estar presentes. De este modo, los nuevos datos son procesados de manera coherente con los datos patrón, facilitando su identificación y diagnóstico en función de las condiciones operativas del sistema.

En la etapa de operación del algoritmo, se siguen las mismas etapas que se emplearon previamente para determinar la matriz de transformación MT. Dichas etapas incluyen el centrado y normalización de los nuevos datos para la posterior aplicación del Análisis de Componentes Principales (PCA).

### 5.5.2.2 Proyección de los datos en el espacio de las componentes principales

Los nuevos datos  $N$  son proyectados en el espacio de las componentes principales mediante la multiplicación de la transpuesta de la matriz de transformación  $M_T$  con la transpuesta de la matriz de los nuevos datos normalizados  $N_{normalizada}^T$ . Este cálculo, genera las coordenadas de los nuevos datos en el espacio de las componentes principales. Esta proyección permite representar los nuevos datos en el mismo espacio que los datos originales previamente analizados, facilitando una comparación directa entre ambos conjuntos.

Las nuevas observaciones, al ser proyectadas en este espacio reducido, se trazan en el mismo gráfico que los datos históricos, lo que permite identificar de manera visual y clara si las nuevas observaciones se agrupan junto a los casos con falla o sin falla, facilitando así la detección de posibles anomalías o condiciones operativas anómalas.

$$n_{nuevo} = M_T^T N_{normalizada}^T \quad (5.32)$$

donde:

$M_T$  es la matriz que contiene los vectores propios correspondientes a las componentes principales seleccionadas.

$N_{normalizada}^T$  es la transpuesta de los nuevos datos normalizados.

Este cálculo proyecta los nuevos datos en el mismo espacio que los datos originales, facilitando la comparación visual en el gráfico de las componentes principales.

### 5.5.2.3 Criterio de identificación de falla

Las nuevas observaciones proyectadas en las componentes principales se añaden al gráfico original, permitiendo una comparación visual directa con los datos previamente proyectados. Al proyectar estos nuevos datos en el espacio de las

componentes principales, el sistema puede identificar con claridad si los nuevos datos corresponden al estado NF (sin falla) o F (con falla), basándose en el análisis de las señales eléctricas monitoreadas.

El diagrama de estados permite visualizar cómo el sistema clasifica las nuevas observaciones, mostrando las transiciones entre los diferentes estados de operación. Cada estado y transición está definido por las características observadas en los datos proyectados, evaluando si los nuevos patrones se asemejan a los previamente identificados como asociados a fallas o a condiciones normales.

Este proceso de evaluación facilita un diagnóstico temprano sobre el estado del aislamiento entre espiras del devanado de campo de un generador síncrono. Los nuevos datos proyectados tendrán coordenadas CP1 y CP2 que representan las proyecciones de los nuevos datos sobre las componentes principales CP1 y CP2 de los datos patrón o datos originales.

La clasificación de las nuevas observaciones sigue las siguientes reglas (Figura 5.5):

*Condición de Sin Falla (-CP1 dominante):*

Si el valor de la nueva proyección de la primera componente principal es menor que 0, entonces el estado del sistema se clasifica como Sin Falla. Este criterio establece una regla directa para identificar que el generador opera en condiciones normales Sin falla, ya que los datos asociados a este estado se encuentran exclusivamente en la región negativa de CP1, es decir:

Si  $n_{nuevo} CP1 < 0$ , entonces Estado = Sin Falla

*Condición de Falla (+CP1 dominante):*

Si el valor de la nueva proyección de la primera componente principal es mayor que 0, entonces el estado del sistema se clasifica como Con Falla. Este criterio

establece una regla directa para identificar que el generador opera en condiciones anormales Con Falla, ya que los datos asociados a este estado se encuentran exclusivamente en la región positiva de CP1, es decir:

Si  $n_{nuevo} CP1 > 0$ , entonces Estado = Con Falla

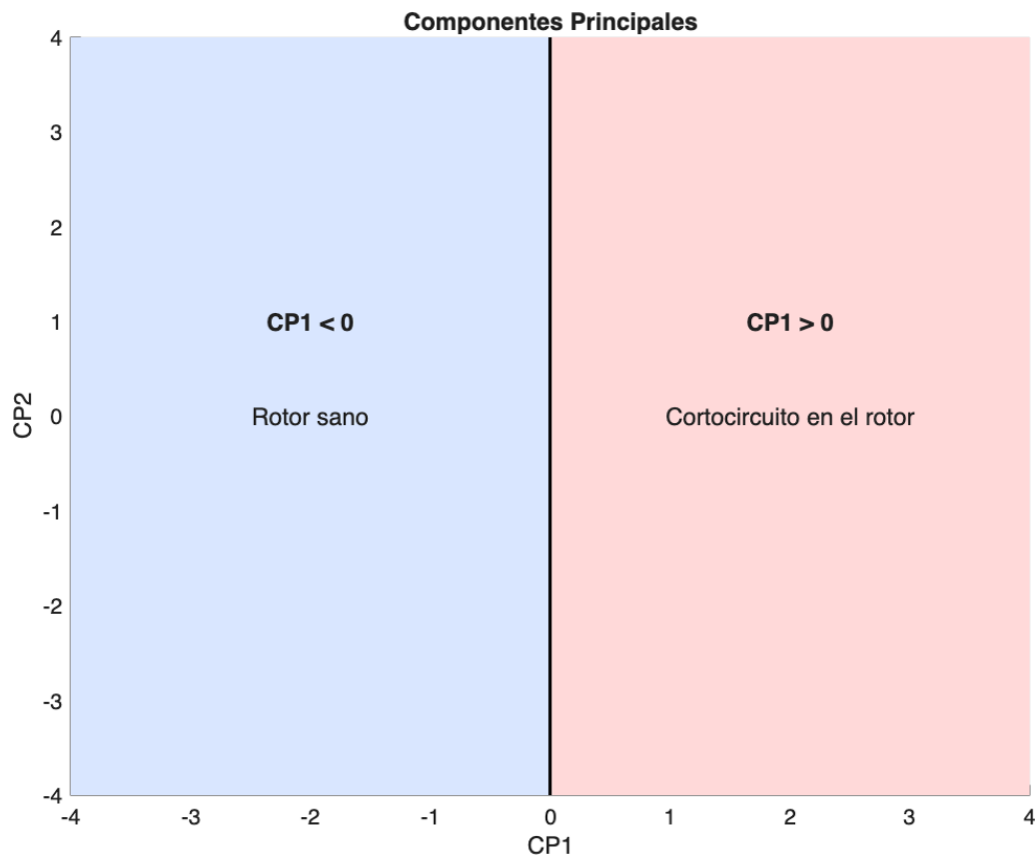
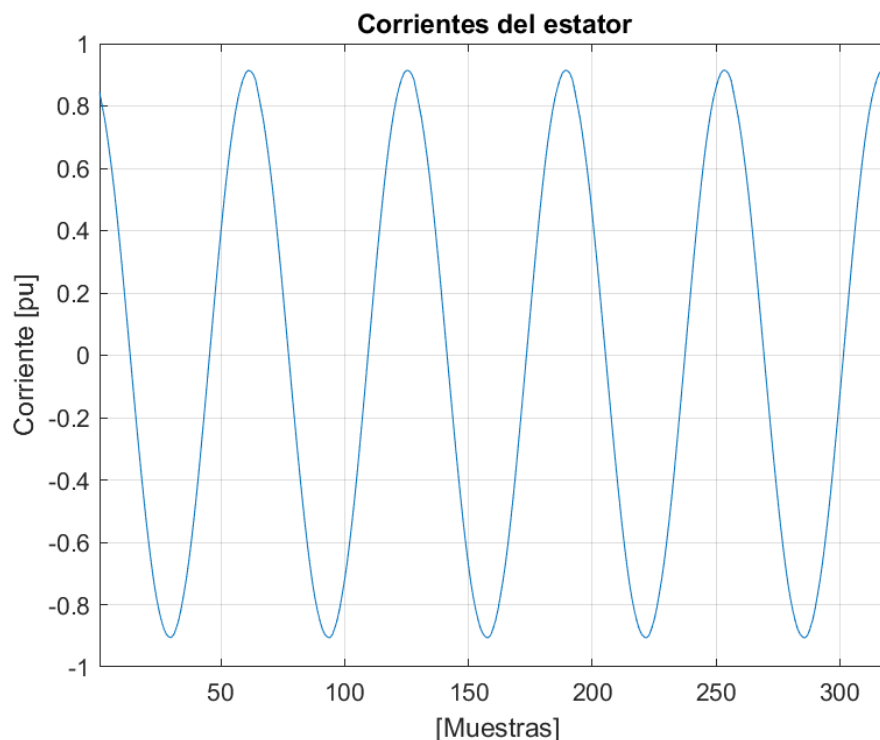


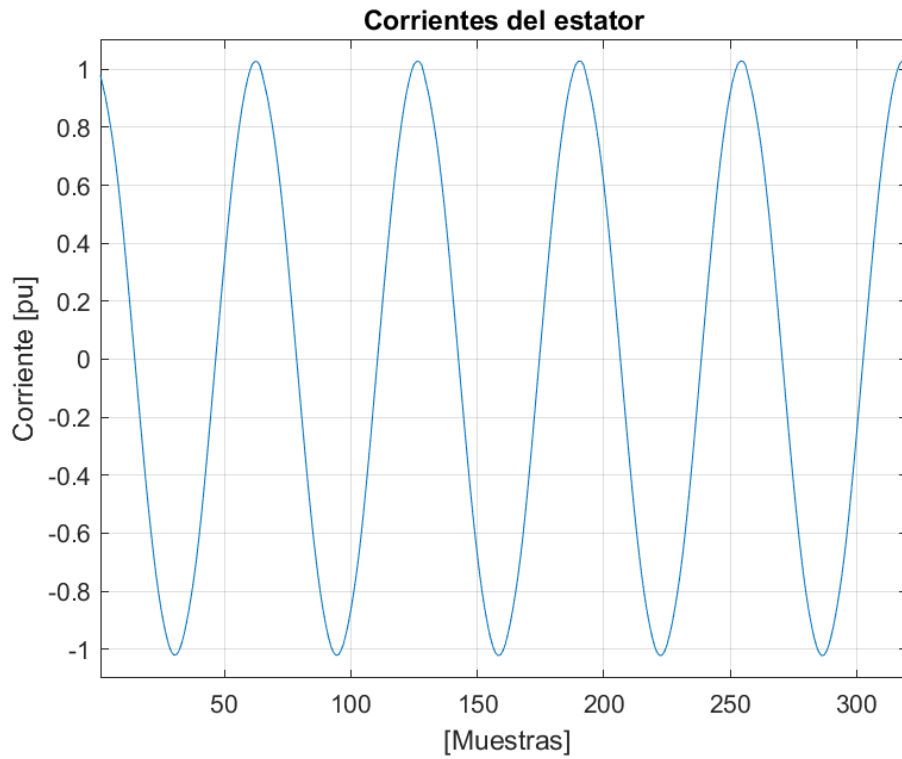
Figura 5.5. Proyección de las observaciones en el espacio de las componentes principales (CP1 y CP2).

*Nota:* Las observaciones en la región negativa de CP1 indican con un estado sin falla, mientras que las observaciones en la región positiva de CP1 indican un estado de falla.

En la Figura 5.6 se muestran las corrientes del estator correspondientes a dos escenarios del rotor: (a) sano y (b) con falla entre espiras. Es importante notar que, aun cuando el rotor presenta una falla, las formas de onda de corriente del estator no muestran diferencias evidentes a simple vista y/o con técnicas de análisis en frecuencia. Esto evidencia que la detección directa mediante observación es insuficiente, lo cual justifica el uso de técnicas estadísticas como el PCA para resaltar las variaciones sutiles e identificar la condición de falla. Una vez que se procesan estas formas de onda según el algoritmo descrito en la Figura 5.2 se obtienen los resultados de la Figura 5.7 donde las marcas O corresponde a casos de rotores sanos y las marcas X corresponden a rotores fallados.



a) Rotor Sano.



b) Rotor fallado.

Figura 5.6. Corrientes del estator bajo dos condiciones del rotor: (a) sano y (b) con falla entre espiras. Aunque la falla está presente, las corrientes no presentan diferencias visuales relevantes, lo cual motiva la aplicación del PCA para su identificación.

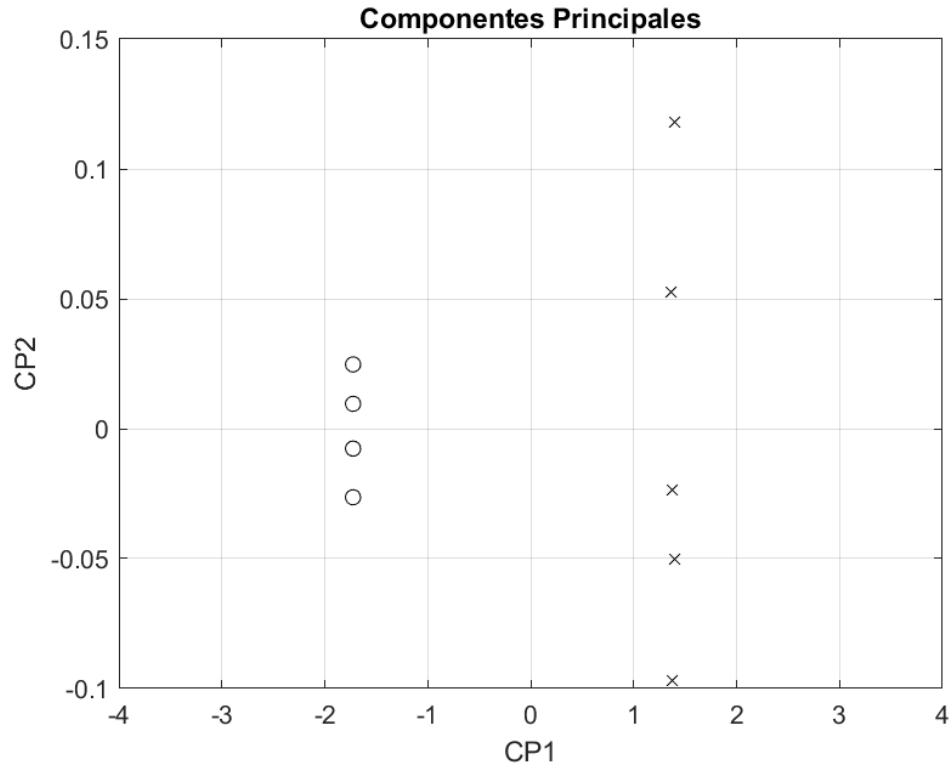


Figura 5.7. Proyección de las observaciones en el espacio de las componentes principales de un rotor sin falla marca O y con falla marca X.

## 5.6 Conclusiones de capítulo

En este capítulo se presentó el procedimiento detallado para la implementación del algoritmo de detección de fallas entre espiras en el devanado del rotor. Se mostró la secuencia estructurada que abarca desde la adquisición y preprocesamiento de las corrientes de estator hasta la aplicación del Análisis de Componentes Principales (PCA) para la identificación de fallas, también se definieron los criterios de identificación de falla. Además, se describió el proceso del diagnóstico mediante la evaluación de las componentes principales, lo que permite eliminar la necesidad de umbrales fijos y detectar anomalías con base en desviaciones estadísticas.

El procedimiento fue diseñado para facilitar su adaptación a diferentes tipos de generadores síncronos y condiciones de operación. Aunque en este capítulo se centró únicamente en la descripción del método, su implementación en entornos experimentales y operativos permitirá evaluar su desempeño.

## **Capítulo VI. Resultados**

### **6.1 Introducción**

Se presentan y analizan los datos obtenidos mediante la implementación del algoritmo de detección de fallas entre espiras en el devanado del rotor de generadores síncronos. Los resultados se organizan en dos secciones principales: la primera muestra las simulaciones realizadas en modelos de variables de fase ABC de turbogeneradores bajo condiciones de falla y sin falla, mientras que la segunda detalla la validación del algoritmo en condiciones reales de operación de generadores en funcionamiento. A través de un análisis comparativo, se destacan los parámetros clave y la efectividad del método en la identificación de fallas.

### **6.2 Escenarios de simulación**

La obtención de datos patrón, representados mediante la matriz de transformación, es un paso de suma importancia en la implementación del algoritmo de detección de fallas entre espiras en el devanado del rotor. Para ello, se recopilan datos operativos de referencia bajo condiciones sin falla y con falla entre espiras simuladas, permitiendo establecer una base comparativa confiable. A través del Análisis de Componentes Principales (PCA), se construye la matriz de transformación, la cual reduce la dimensionalidad de los datos y resalta las características más relevantes para la detección de anomalías. Esta matriz actúa como un modelo de referencia que facilita la clasificación de nuevos datos operativos al proyectarlos en el espacio transformado, asegurando que cualquier desviación significativa pueda ser identificada de manera correcta.

Los datos del turbogenerador de polos lisos empleado en las simulaciones bajo condiciones de carga balanceada, sin falla o con falla entre espiras del devanado del rotor se muestra en la Tabla 6. 1.

Tabla 6. 1. Datos del Turbogenerador utilizado en la simulación

| TURBOGENERADOR     |        |     |
|--------------------|--------|-----|
| POTENCIA NOMINAL   | 835    | MVA |
| TENSIÓN            | 26     | kV  |
| CORRIENTE          | 18,542 | A   |
| FACTOR DE POTENCIA | 0.90   |     |
| FRECUENCIA         | 60     | Hz  |
| VELOCIDAD          | 3600   | RPM |

En la se muestran las corrientes del estator durante la simulación en los instantes previos y post falla. La falla simulada consiste en un 3% de espiras en corto circuito durante la operación de carga balanceada. Los datos generados por la simulación reflejan que el turbogenerador experimenta una falla entre espiras en el devanado de campo a los 3.5 segundos, lo que introduce una distorsión en las corrientes del estator, lo cual no es posible detectar en primera instancia (Figura 6.1).

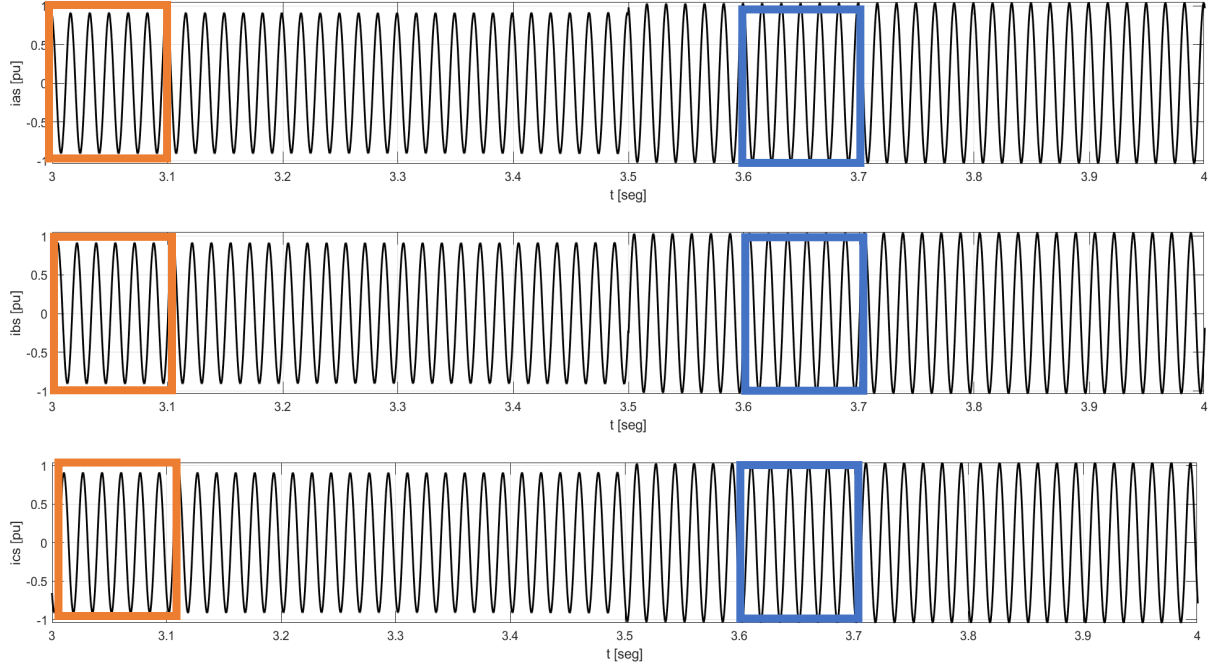


Figura 6.1. Corrientes de estator de simulación previa y post a la falla aplicada a los 3.5 segundos durante simulación.

Se observa que posterior a la falla se tiene un incremento en la magnitud de las corrientes, pero esto no es suficiente para lograr el diagnóstico de la falla entre espira. Por lo tanto, no es posible diagnosticar con certeza la presencia de una falla entre espiras en el devanado del rotor únicamente con la información disponible, ya que no se cuenta con evidencia concluyente que permita confirmar dicha condición.

La selección del número de componentes principales (CPs) empleados para el análisis se realizó evaluando la varianza explicada acumulada obtenida a partir del espectro de autovalores de la matriz de covarianza. En el método PCA, cada autovalor  $\lambda_k$  representa la cantidad de varianza contenida en la dirección del k-ésimo componente principal; por lo tanto, la proporción de varianza explicada se calcula como:

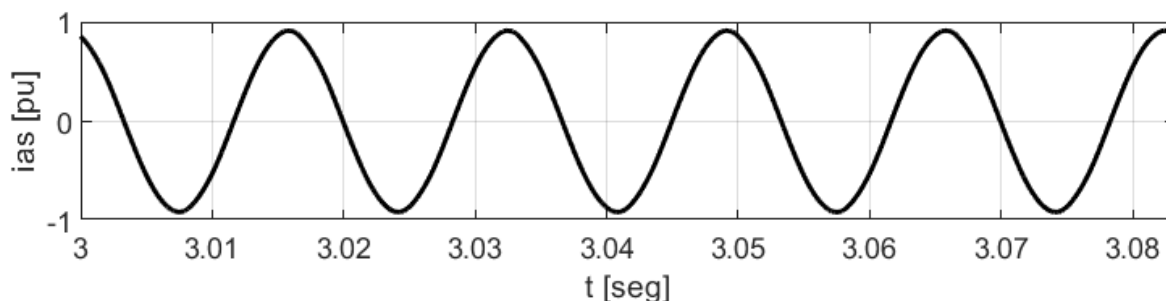
$$\text{Varianza explicada}(k) = \frac{\lambda_k}{\sum_{i=1}^L \lambda_i}$$

Los resultados mostraron que el primer componente principal (CP1) concentra la mayor parte de la varianza asociada a los cambios inducidos por la falla, siendo la dirección dominante que refleja la alteración en la estructura estadística de los datos entre las condiciones NF y F. El segundo componente principal (CP2) aporta información adicional ortogonal a CP1, capturando variaciones residuales relacionadas con el desbalance del sistema.

A partir de CP3, la contribución individual de varianza fue menor al 1 %, sin aportar separación adicional entre las condiciones operativas. Por esta razón, solo CP1 y CP2 fueron seleccionados para el análisis y visualización de resultados, ya que capturan más del 98 % de la varianza total relevante para la detección de la falla entre espiras.

### 6.2.1 Escenario sin falla

Los datos utilizados en esta etapa fueron obtenidos mediante la simulación del turbogenerador previo a la falla, utilizando el modelo del turbogenerador en variables de fase ABC. Las corrientes del estator fueron registradas y procesadas a través del preprocesamiento habitual de centrado y normalización. Posteriormente, se aplicó el análisis de componente principal (PCA), lo que permitió reducir la dimensionalidad de los datos y proyectarlos en el espacio definido por las componentes principales. La Figura 6.1 muestra las corrientes del estator en la condición de no falla.



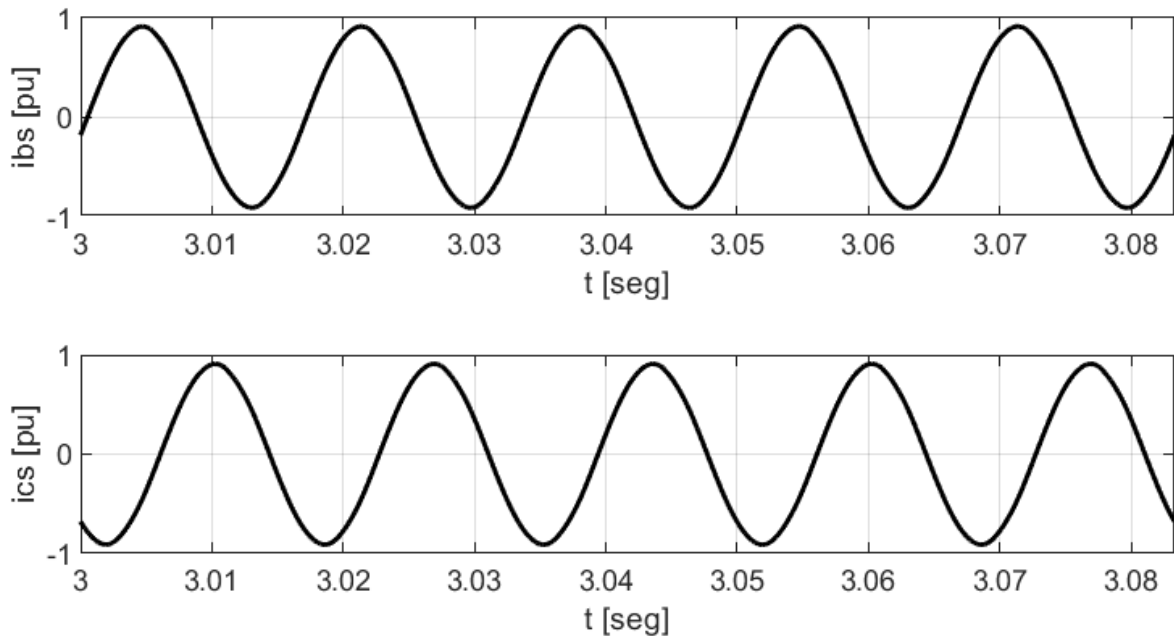
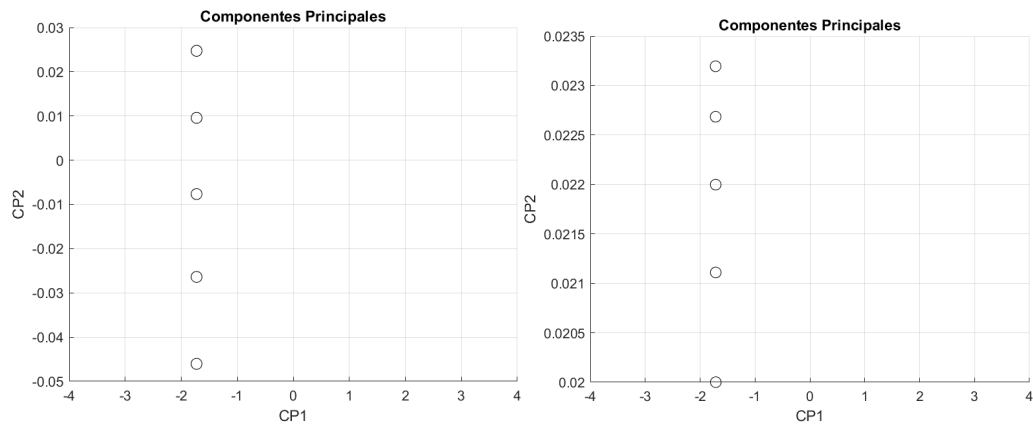


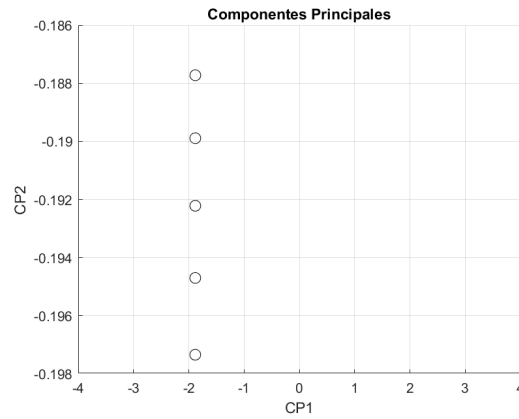
Figura 6.1. Ciclos de corrientes de estator de simulación previas a la falla, marcados en rojo en la Figura 6..

En la Figura 6.5 se muestran los 5 ciclos de corrientes de estator durante la condición sin falla en el espacio de las componentes principales, donde se observó que las proyecciones predominantes (o) se encontraban en el plano negativo componente principal 1 (-CP1), que está asociada con el comportamiento sin fallas.



a) Fase A

b) Fase B



c) Fase C

Figura 6.2 Proyección en el plano de las componentes principales de las corrientes del estator previas a la condición de falla.

Esta distribución indica que el comportamiento de los nuevos datos es coherente con el estado de operación normal del generador, ya que las proyecciones en el semiplano negativo, que están relacionadas con la presencia de no fallas entre espiras. Esto confirma que el algoritmo ha clasificado correctamente los nuevos datos, asignándolos a la categoría de sin falla. Este resultado reafirma la fiabilidad del algoritmo y su capacidad para distinguir entre estados de operación normal.

### 6.2.2 Escenario con falla

A diferencia de la simulación bajo condiciones normales, los datos de corrientes fueron obtenidos a partir de la simulación del mismo turbogenerador con el escenario con falla, en donde se lleva a cabo con una falla entre espiras del 4%

En la Figura 6.3 se presentan las corrientes durante la condición de falla entre espiras en el devanado de rotor. Estas se procesaron mediante el preprocesamiento estándar de centrado y normalización, asegurando que los datos estuvieran listos para ser analizados por el algoritmo desarrollado.

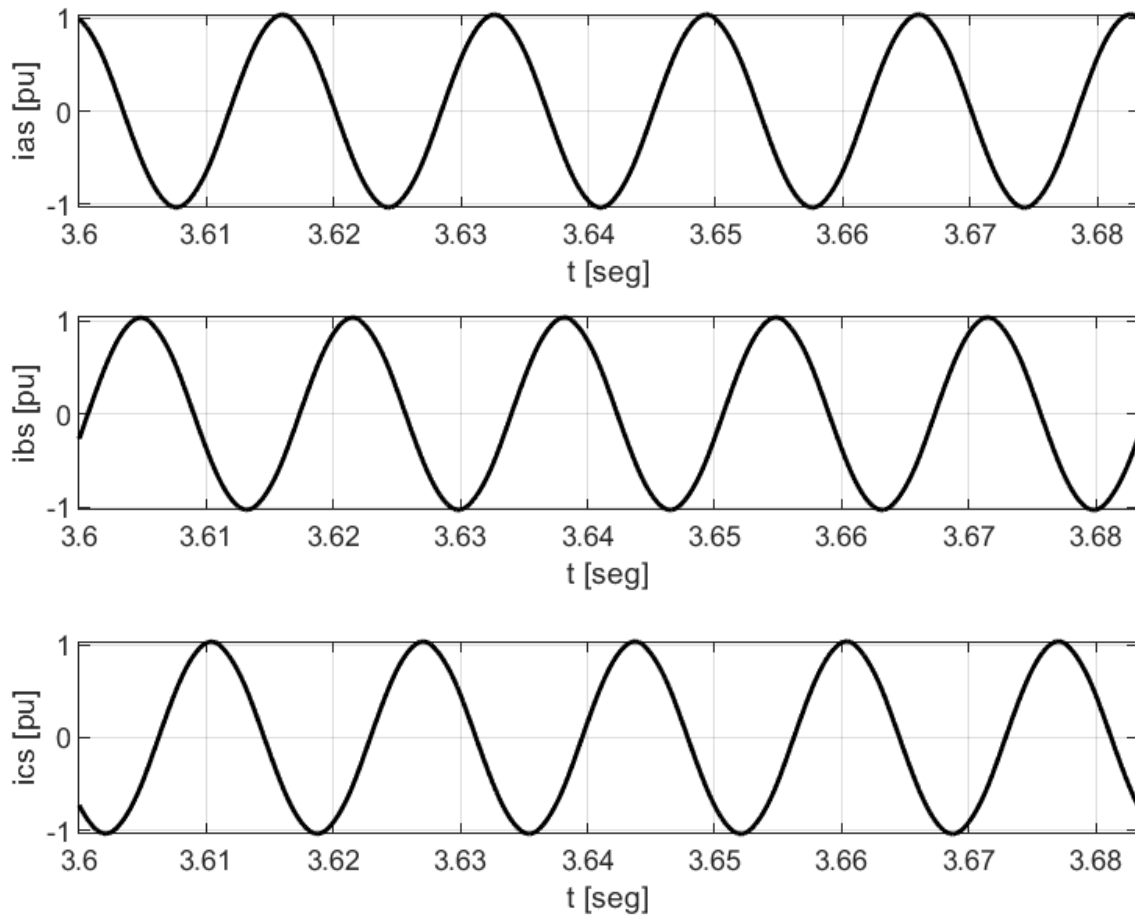
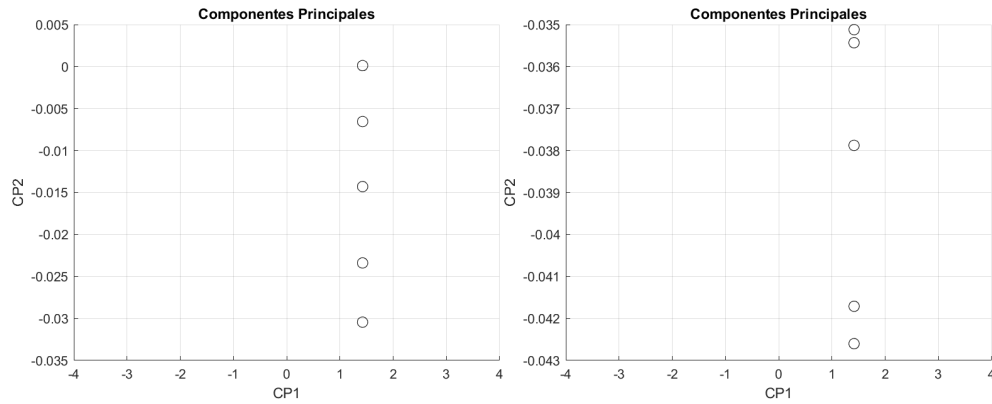


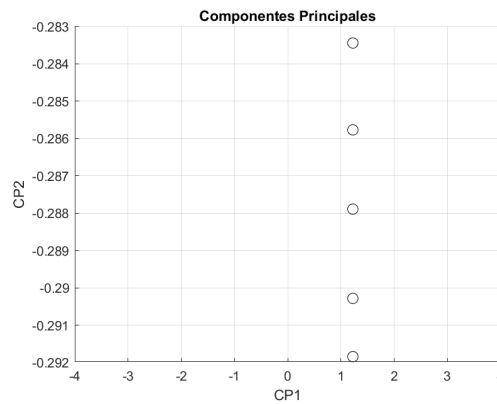
Figura 6.3. Ciclos de corrientes de estator de simulación post falla de 4% de espiras en corto circuito, marcados en azul en la Figura 6.1

Posteriormente, se aplicó el análisis de componente principal (PCA) a los 5 ciclos de corriente post falla obtenidos, lo que permitió reducir la dimensionalidad y proyectar las observaciones en el espacio de las componentes principales (Figura 6.4). En este caso, se observó que las proyecciones (marca o) corresponden al semiplano positivo de la componente principal 1 (+CP1), asociada a la detección de fallas; esto indica la presencia de anomalías en el comportamiento del generador.



a) Fase A

b) Fase B



c) Fase C

Figura 6.4 Proyección en el plano de las componentes principales de las corrientes del estator post falla del 4% de espiras en corto circuito representado por la componente principal +CP1.

A continuación, se presentan las proyecciones en el espacio de las componentes principales de las corrientes del estator por simulación con un fallo de 2% de espiras en corto circuito (Figura 6.5).

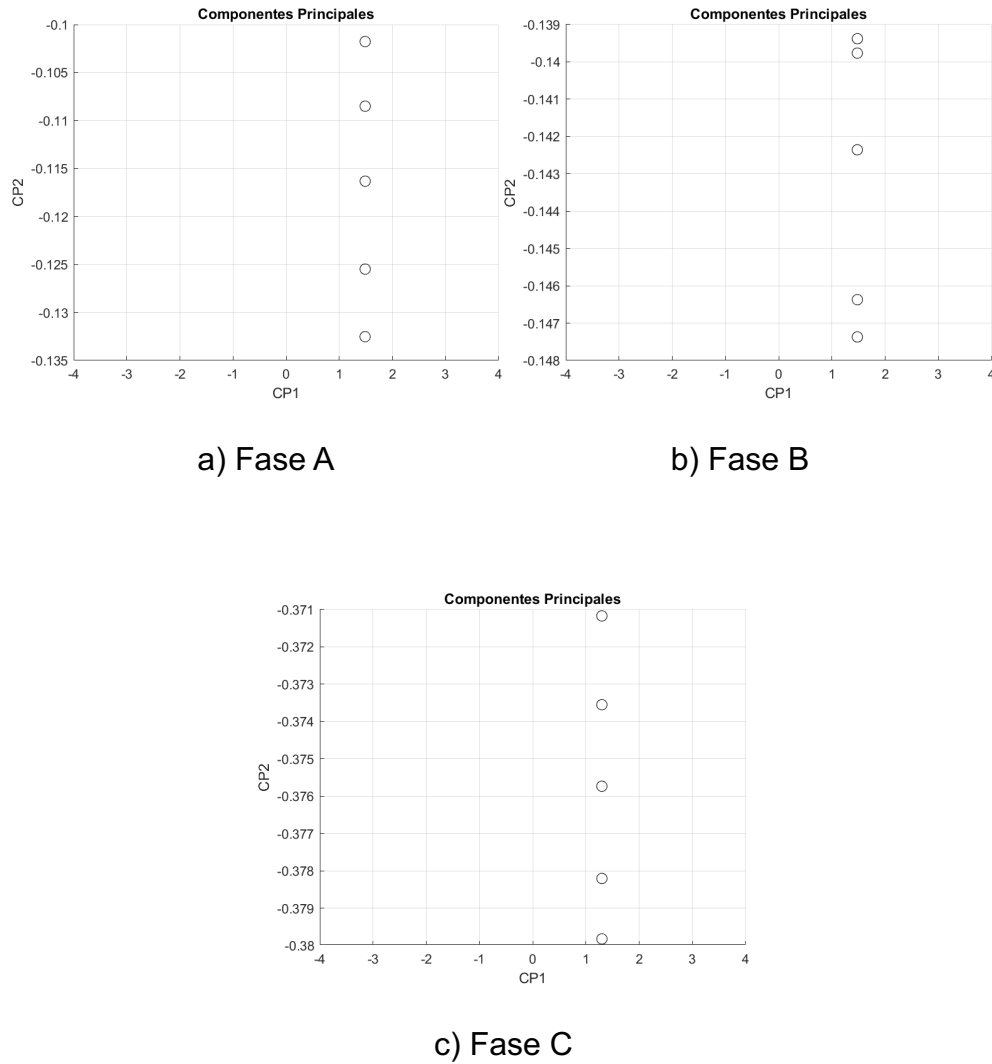


Figura 6.5. Proyección en el plano de las componentes principales de las corrientes del estator con una falla del 2% de espiras en corto.

La Figura 6.6 muestra las proyecciones de las corrientes del estator en el espacio de las componentes principales, obtenidas mediante simulación considerando un 3% de espiras en cortocircuito, en donde se observa claramente de la predominancia de la componente +CP1.

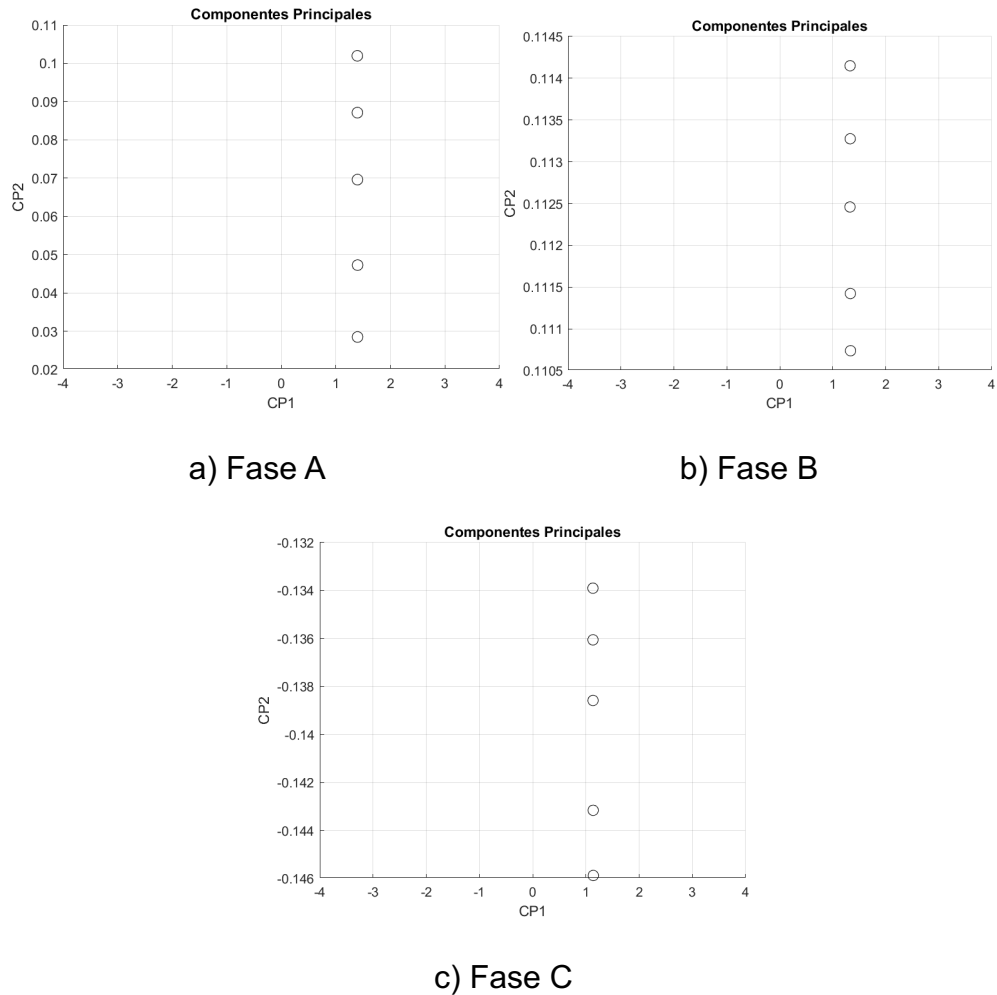


Figura 6.6. Proyección en el plano de las componentes principales de las corrientes del estator con una falla del 3% de espiras en corto circuito.

### 6.3 Casos reales

A continuación, se muestran casos reales aplicados al algoritmo propuesto, correspondientes a generadores síncronos en operación con condiciones conocidas: algunos presentan fallas entre espiras confirmadas mediante pruebas tradicionales, mientras que otros operan sin indicios de falla. Estos casos permiten evaluar la capacidad del algoritmo para distinguir entre un comportamiento normal y uno anómalo,

validando su efectividad en entornos reales y su aplicabilidad como herramienta de diagnóstico en campo.

### 6.3.1 Escenario sin falla

#### a) Turbogenerador U1

El turbogenerador se encuentra operando en condiciones nominales de tensión y factor de potencia, suministrando una carga equilibrada correspondiente al 75% de su capacidad nominal (Véase Tabla 6. 2)

Tabla 6. 2. Datos del Turbogenerador a diagnosticar con el algoritmo

| TURBOGENERADOR U1  |       |     |
|--------------------|-------|-----|
| POTENCIA NOMINAL   | 93.3  | MVA |
| TENSIÓN            | 13.8  | kV  |
| CORRIENTE          | 3,905 | A   |
| FACTOR DE POTENCIA | 0.90  |     |
| FRECUENCIA         | 60    | Hz  |
| VELOCIDAD          | 3600  | RPM |

Se procede con la identificación utilizando las corrientes medidas directamente del turbogenerador de la U1, en el cual se ha confirmado que no presenta fallas y opera de manera satisfactoria ya que se sometió a la pruebas de RSO en dinámico en un túnel de balanceo de alta velocidad. Los datos de corriente reales mostradas en la Figura 6.7 fueron procesados siguiendo el mismo esquema aplicado en las

simulaciones, que incluye el preprocesamiento mediante centrado y normalización, y posteriormente se proyectaron en el espacio de las componentes principales (PCA).

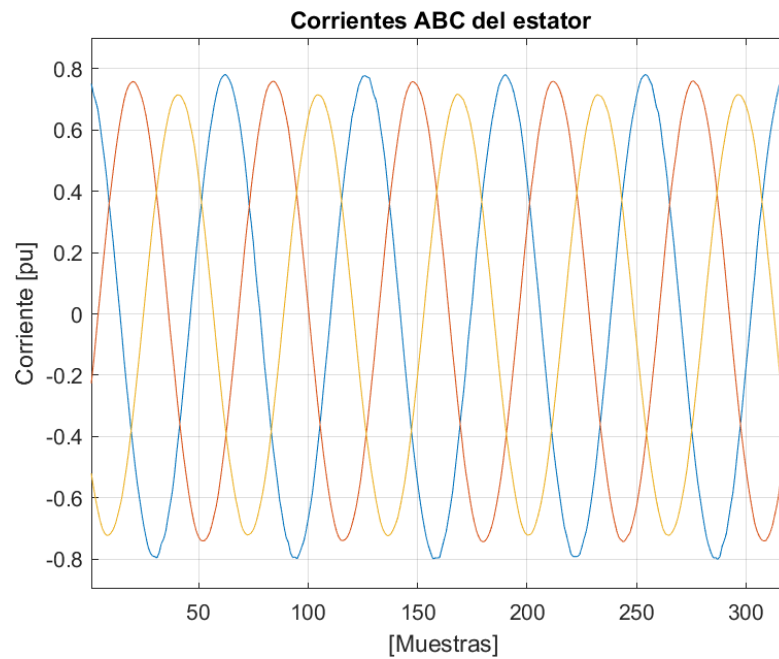


Figura 6.7. Corrientes de estator del turbogenerador U1.

Al proyectar estos datos en la Figura 6.8 se observó que las proyecciones caen predominantemente en la región de la -CP1, lo que indica un comportamiento consistente con el estado de sin falla. Esta clasificación confirma que el algoritmo es capaz de identificar correctamente las condiciones de operación normales del turbogenerador, mostrando que el sistema no detectó fallas entre espiras en el devanado de campo, este resultado valida la eficacia del algoritmo en condiciones operativas reales.

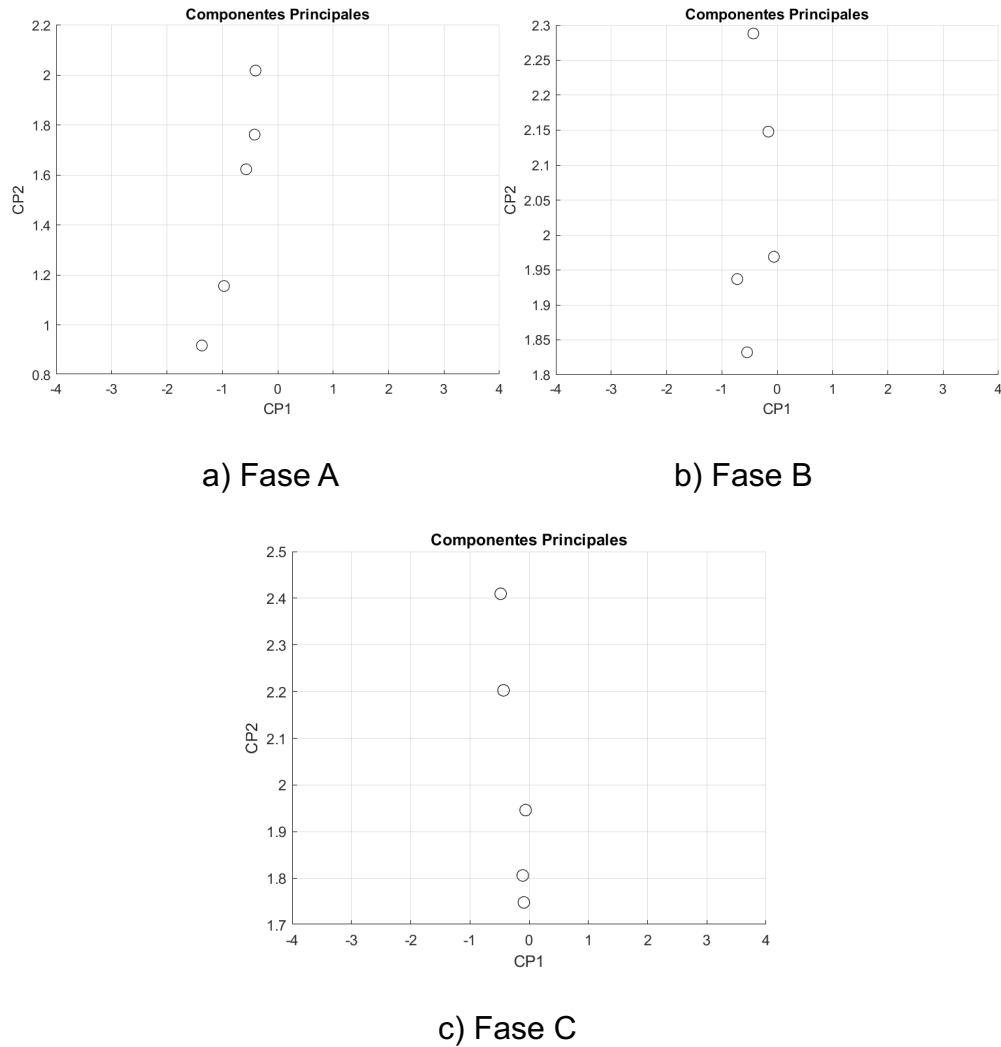


Figura 6.8. Proyección de las componentes principales con corrientes de estator medidas en turbogenerador U1 sin falla en el devanado del rotor.

*Nota:* se observa que los nuevos datos se ubican en la región de No Falla.

La identificación realizada ha demostrado que el algoritmo desarrollado identifica con certeza el estado sin falla del turbogenerador, confirmando su correcta operación. Durante el proceso de identificación, los datos de corrientes de estator reales fueron proyectados en el semiplano negativo de las componentes principales, asociada a las

condiciones normales de operación, y su análisis permitió confirmar que el devanado del rotor no presenta fallas entre espiras.

*a) Hidrogenerador sin falla*

El hidrogenerador opera a su tensión nominal y factor de potencia nominal, entregando una carga equilibrada nominal, correspondiente a una potencia aparente de 160 MVA, en condiciones de operación estable (Véase Tabla 6. 3).

Tabla 6. 3. Datos de placa del Hidrogenerador sin falla entre espiras

| HIDROGENERADOR     |       |     |
|--------------------|-------|-----|
| POTENCIA NOMINAL   | 160   | MVA |
| TENSIÓN            | 16    | kV  |
| CORRIENTE          | 5,774 | A   |
| FACTOR DE POTENCIA | 0.95  |     |
| FRECUENCIA         | 60    | Hz  |
| VELOCIDAD          | 300   | RPM |

Se realizó la prueba del algoritmo en un hidrogenerador nuevo durante su proceso de comisionamiento (Puesta en Marcha). Las pruebas al rotor, las que se enfocan en lo que respecta a la evaluación del aislamiento entre espiras del devanado de campo, los resultados fueron satisfactorios, confirmando la ausencia de fallas entre espiras. Esta unidad entró en operación comercial y no tiene ningún problema operativo.

Los datos de corriente del estator reales mostrados en la Figura 6.9 obtenidos durante estas pruebas fueron procesados mediante el algoritmo, siguiendo el esquema de centrado y normalización aplicada en simulaciones anteriores, y proyectados en el espacio de las componentes principales (PCA).

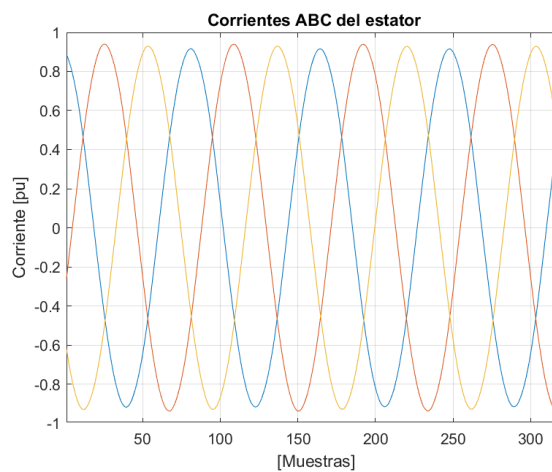


Figura 6.9 . Corrientes de estator del Hidrogenador durante su puesta en marcha.

Se evalúa el funcionamiento del algoritmo en este tipo de generador, buscando su capacidad para identificar correctamente el estado sin fallas en un hidrogenador nuevo. Tras la proyección de los datos reales en el espacio de las componentes principales en la Figura 6.10, las proyecciones se hicieron en el semiplano negativo, lo que diagnostica un estado de No Falla.

La identificación fue exitosa, confirmando que el algoritmo detectó correctamente la ausencia de fallas, en concordancia con las pruebas de puesta en servicio realizadas, que también señalaron la ausencia de fallas entre espiras en el rotor.

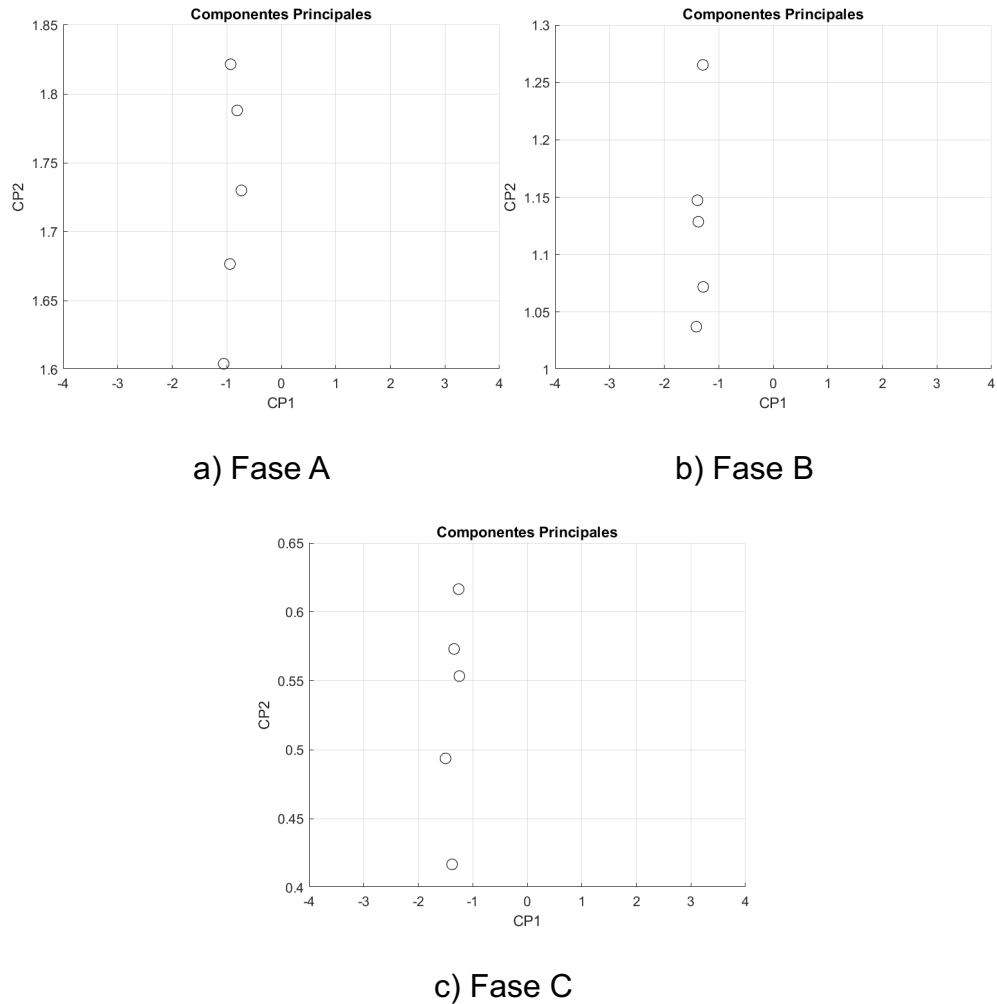


Figura 6.10. Proyección de las componentes principales con corrientes de estator medidas en hidrogenerador sin falla en el devanado del rotor.

### 6.3.2 Escenario con falla

#### a) Turbogenerador U2

El turbogenerador se encuentra conectado al sistema eléctrico de potencia operando en condiciones nominales de tensión y factor de potencia, suministrando una carga equilibrada correspondiente al 70% de su capacidad nominal (Tabla 6. 4).

Tabla 6. 4. Datos del Turbogenerador a diagnosticar con el algoritmo

| TURBOGENERADOR U2  |       |     |
|--------------------|-------|-----|
| POTENCIA NOMINAL   | 93.3  | MVA |
| TENSIÓN            | 13.8  | kV  |
| CORRIENTE          | 3,905 | A   |
| FACTOR DE POTENCIA | 0.90  |     |
| FRECUENCIA         | 60    | Hz  |
| VELOCIDAD          | 3600  | RPM |

En esta fase, se procederá con la identificación utilizando las corrientes medidas directamente de un turbogenerador en operación real conectado al sistema eléctrico, en el cual se ha confirmado la presencia de falla entre espiras mediante la prueba de RSO en dinámico en el túnel de balanceo de alta velocidad. Los datos de corriente reales fueron procesados siguiendo el mismo esquema utilizado en las simulaciones, incluyendo el preprocesamiento mediante centrado y normalización, y luego proyectados en el espacio de las componentes principales (PCA).

Esta proyección valida que el algoritmo es capaz de identificar con precisión la falla previamente confirmada por métodos externos, como la prueba de RSO, demostrando la fiabilidad del sistema en condiciones operativas reales. Los datos registrados de las corrientes durante la operación del generador se muestran en la Figura 6.11, en donde no es posible detectar la falla en primera instancia.

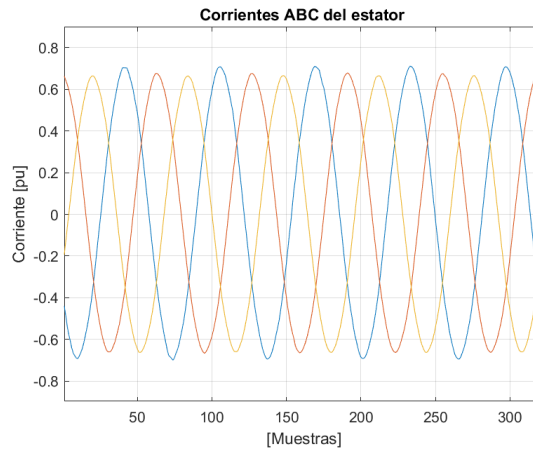
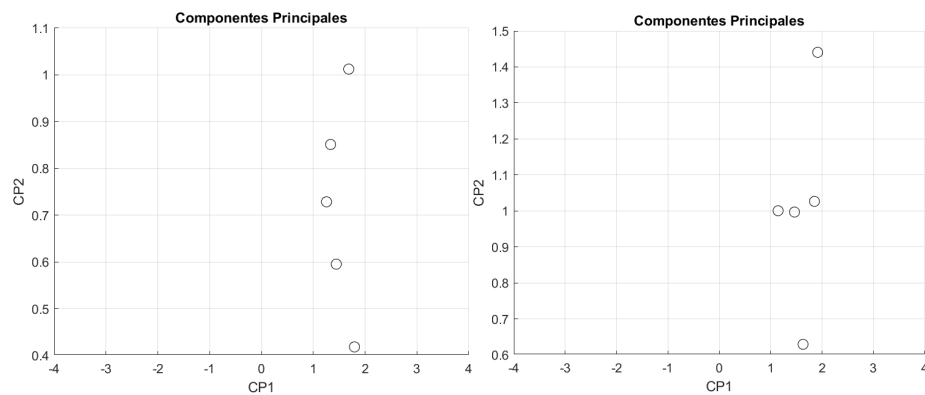


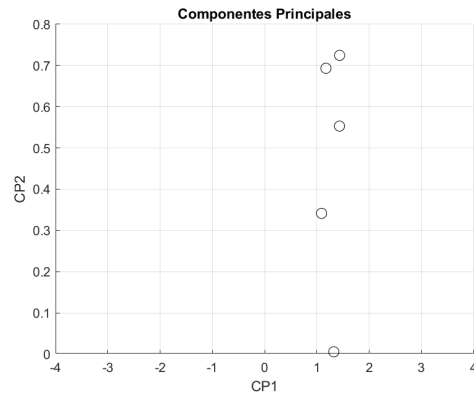
Figura 6.11. Corrientes de estator del turbogenerador U2, no se aprecia una anomalía.

Los resultados obtenidos muestran en la Figura 6.12 que las proyecciones en plano de las componentes principales de las corrientes reales se proyectan sobre el semiplano derecho, indicando la presencia de una falla.



a) Fase A

b) Fase B



### c) Fase C

Figura 6.12. Proyección de las componentes principales con corrientes de estator medidas en turbogenerador U2 con falla en el devanado del rotor.

*Nota:* Se observa que los nuevos datos se ubican en la región de falla.

La identificación realizada en esta fase ha demostrado que el algoritmo desarrollado identifica la falla entre espiras, la cual fue previamente confirmada mediante el monitoreo con el Flux Probe. Durante el proceso de identificación, los datos de corriente reales fueron proyectados en el espacio de las componentes principales (PCA), donde el semiplano positivo indica que se ha detectado una falla entre espiras. Esta clara diferenciación entre los estados de falla y sin falla en función de CP1 valida la eficacia del algoritmo, demostrando que el modelo es capaz de identificar correctamente la falla entre espiras del devanado de campo de generadores síncronos de gran capacidad. Esto confirma que el algoritmo empleado en esta investigación puede ser implementado para el monitoreo y diagnóstico en tiempo real en generadores síncronos, proporcionando una herramienta robusta para el diagnóstico en la detección de fallas entre espiras.

#### 6.4 Comparativa de métodos convencionales vs método propuesto

Con el fin de contextualizar el desempeño del método propuesto basado en PCA, y evaluar su eficiencia respecto a las técnicas tradicionalmente utilizadas para la detección de cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo, resulta necesario realizar una comparación directa con los métodos convencionales descritos previamente en el Capítulo 2. Estos métodos, tanto fuera de línea como en línea representan el estado del arte industrial actualmente empleado en generadores síncronos, y constituyen el punto de referencia para valorar la aportación del enfoque propuesto.

La Tabla 6. 5 resume de manera sintética las principales características, ventajas y limitaciones de cada una de estas herramientas convencionales, contrastándolas con las capacidades del método propuesto aplicado a corrientes del estator. Esta comparación permite evidenciar los beneficios del enfoque estadístico propuesto, especialmente en lo referente a la detección de fallas incipientes, su carácter no intrusivo y su aplicabilidad bajo condiciones de operación.

Tabla 6. 5. Comparativa de métodos convencionales vs método propuesto

| Método                            | Tipo           | Descripción                                                  | Ventajas                                       | Limitaciones                                                         |
|-----------------------------------|----------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|
| RSO (impulso a baja tensión)      | Fuera de línea | Inyección de pulso y análisis de reflexiones en el devanado. | Alta sensibilidad; detecta fallas incipientes. | Requiere sacar la unidad de servicio; personal equipo especializado. |
| FRA (Frequency Response Analysis) | Fuera de línea | Análisis de la respuesta en                                  | Permite detectar cambios                       | Requiere sacar la unidad de servicio; personal y                     |

|                  |                        |                                                            |                                                                 |                                                                                       |
|------------------|------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|                  |                        | frecuencia del devanado.                                   | estructurales significativos.                                   | equipo especializado                                                                  |
| Flux-Probe       | En línea               | Medición del flujo de dispersión del rotor mediante sonda. | Alta sensibilidad; permite diagnóstico en servicio.             | Requiere instalación de sensor especializado; sensible a señales ruidosas.            |
| Método propuesto | En línea - no invasivo | Análisis estadístico de corrientes del estator usando PCA. | No requiere sensores especiales; Detección durante la operación | No localiza la falla puntual; no cuantifica la cantidad de espiras en corto circuito. |

## 6.5 Conclusiones de capítulo

En conclusión, los resultados obtenidos demuestran que el algoritmo desarrollado es capaz de identificar correctamente tanto condiciones normales como la presencia de fallas entre espiras en el devanado de campo del turbogenerador. Su validación en escenarios simulados y con casos reales ha confirmado su efectividad, lo que permite su implementación en entornos operativos reales para la detección y diagnóstico en tiempo real, mejorando la confiabilidad en el monitoreo de generadores.

Una de las ventajas del algoritmo es que no requiere un umbral fijo para la identificación de fallas. En su lugar, la detección se basa en la proyección de los datos en el espacio de las componentes principales, lo que permite identificar anomalías sin necesidad de definir límites preestablecidos. Esto no sólo mejora la precisión y adaptabilidad del método, sino que también lo hace robusto ante diferentes condiciones

de operación y tipos de generadores, eliminando la dependencia de ajustes manuales y permitiendo una detección más flexible y confiable en entornos reales.

## **6.6 Limitaciones**

1. El modelo del generador síncrono en variables de fase ABC se implementó considerando ciertos supuestos idealizados, como la homogeneidad del entrehierro, excentricidad nula. Aunque esta aproximación permite representar con las variaciones de inductancia y el comportamiento armónico durante fallas, no contempla los efectos térmicos y de vibración.

2. El algoritmo fue validado con datos medidos en un número limitado de unidades. Si bien los resultados fueron consistentes, un conjunto de datos más amplio, abarcando máquinas con diferentes potencias, tipos de polos y condiciones ambientales, fortalecería la robustez estadística del método.

3. El desempeño del algoritmo depende en gran medida de la calidad de las señales de corriente adquiridas. Factores como ruido eléctrico, armónicos externos, interferencias del sistema de excitación pueden afectar la fidelidad de las proyecciones en el espacio de componentes principales. Aunque se aplicaron técnicas de preprocesamiento y normalización, la robustez del método ante ruido de alta magnitud o datos incompletos aún debe ser estudiada.

4. Si bien la metodología demostró factibilidad técnica, su implementación en entornos industriales aún requiere integración con sistemas SCADA o plataformas de monitoreo existentes. La calibración automática, el tratamiento de grandes volúmenes de datos y la comunicación en tiempo real son aspectos que deben abordarse para lograr una aplicación a escala industrial.

## Capítulo VII. Discusión y Conclusiones

Derivado de las limitaciones de los métodos actuales de detección de fallas entre espiras como las desventajas asociadas con los altos costos de instrumentación, la dependencia de expertos y las interrupciones en la operación, para lograr el diagnóstico oportuno, esta investigación se enfocó en la clasificación de las corrientes del estator medidas en turbogeneradores y en un hidrogenerador, utilizando el algoritmo implementado en esta investigación para la detección de fallas entre espiras.

El PCA resultó ser una herramienta altamente eficaz para reducir la dimensionalidad de los datos a analizar, permitiendo resaltar de manera clara las diferencias entre las condiciones operativas con y sin falla. En particular, se determinó que el signo de la componente principal 1 (la más representativa) permite identificar las condiciones de falla entre espiras. El modelo basado en las proyecciones de PCA clasificó correctamente tanto los datos simulados como los datos medidos en generadores en operación, identificando la presencia o ausencia de fallas tanto en turbogeneradores como en hidrogeneradores. Esta identificación en condiciones reales demuestra que el algoritmo es robusto y adaptable a diferentes tipos de generadores eléctricos, brindando una herramienta confiable para el monitoreo en tiempo real y la detección temprana de fallas.

Una de las ventajas del algoritmo es que no requiere un umbral fijo para la identificación de fallas, lo que permite identificar anomalías sin necesidad de definir límites preestablecidos. Esto no sólo mejora la precisión y adaptabilidad del método, sino que también lo hace robusto ante diferentes condiciones de operación, eliminando la dependencia de ajustes manuales. Desde una perspectiva económica, la implementación de esta herramienta puede traducirse en ahorros sustanciales al evitar paros no programados, reducir los tiempos de diagnóstico y prevenir daños mayores en el generador. El costo asociado a una falla no detectada puede implicar desde la

sustitución completa del devanado del rotor hasta pérdidas por interrupción del servicio y penalizaciones contractuales. En contraste, la aplicación de este algoritmo facilita una estrategia de mantenimiento predictivo más eficiente, que optimiza la asignación de recursos, reduce la frecuencia de inspecciones invasivas y prolonga la vida útil de los activos.

## 7.1 Aportaciones

La presente tesis contribuye en el campo del diagnóstico de fallas en generadores síncronos de gran capacidad, al proponer y validar un algoritmo de identificación de cortocircuitos entre espiras en el devanado de campo del rotor basado en el análisis de corrientes del estator mediante técnicas de reducción de dimensionalidad.

Las principales aportaciones de esta investigación son las siguientes:

Desarrollo de un algoritmo de identificación sin necesidad de ajuste de umbrales. A diferencia de otros métodos de diagnóstico existentes que requieren la definición de umbrales de referencia, la propuesta presentada en esta tesis no necesita la fijación previa de límites ni parámetros de ajuste. La detección de fallas se realiza directamente a partir del análisis de las componentes principales extraídas de las señales de corriente del estator, lo cual reduce la intervención del usuario y mejora la confiabilidad del diagnóstico.

Herramienta de apoyo para la toma de decisiones en mantenimiento predictivo. El algoritmo desarrollado permite identificar de forma automática la presencia de cortocircuitos entre espiras del devanado del rotor, lo que representa una herramienta práctica y robusta para los ingenieros de operación y mantenimiento. Su implementación permite optimizar los tiempos de intervención y reducir los costos asociados al paro no programado de las unidades generadoras.

Solicitud de protección intelectual mediante patente. Derivado del carácter original y la aplicabilidad industrial del método desarrollado, se ha iniciado el trámite correspondiente ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (IMPI) con numero de oficio MX/2025/44799, actualmente se encuentra publicada en la gaceta, esto fortalece la transferencia tecnológica de la presente investigación y abre la posibilidad de su implementación comercial en sistemas de monitoreo de generadores.

## **7.2 Trabajos futuros**

Como parte de los trabajos futuros, una extensión importante de esta investigación sería la implementación de un método para identificar la ubicación exacta de la falla entre espiras, ya sea en una ranura o bobina específica del rotor de un turbogenerador o en el caso de un hidrogenerador en qué polo se localiza el fallo entre espiras. Este nivel de detalle en la identificación permitiría una intervención más breve durante los mantenimientos correctivos, mejorando significativamente la eficiencia de las reparaciones y reduciendo los costos operativos.

Otro aspecto que podría investigarse es la integración de técnicas de inteligencia artificial (IA), como redes neuronales o algoritmos de Machine Learning, para complementar el análisis basado en PCA. Estas técnicas podrían mejorar la capacidad del sistema para aprender de los patrones de fallas históricos y adaptar el algoritmo a diversas condiciones operativas.

Además, sería valioso explorar la aplicación de este enfoque a otros tipos de máquinas eléctricas, como motores síncronos y asíncronos, con el fin de generalizar el algoritmo para diferentes aplicaciones industriales. También podría investigarse la incorporación de sensores, como sensores de flujo magnético o cámaras térmicas, para enriquecer los datos de entrada y mejorar aún más la identificación de fallas y su localización precisa.

### Capítulo VIII. Referencias

- [1] IEEE Power System Relaying Committee, \*IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators\*, 2nd ed., Special Publication of the IEEE PSRC, 2011.
  
- [2] Alla, M., Chowdhury, R., Fischer, N., Finney, D. S., & Scharlach, R. (2022). Generator rotor turn-to-turn fault detection using fractional harmonics (US Patent No. 11,316,455 B2). U.S. Patent and Trademark Office.
  
- [3] G. C. Stone, E. A. Boulter y I. Culbert, Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair, 2.<sup>a</sup> ed. Hoboken, NJ, EE. UU.: Wiley-IEEE Press, 2014.
  
- [4] OMICRON electronics GmbH, FRANEO 800 – Sweep Frequency Response Analyzer (SFRA): Manual, Klaus, Austria, Sep. 2024.  
<https://www.omicronenergy.com>
  
- [5] "Flux Probes Provide On-Line Detection of Generator Shorted Turns," Power Engineering, Sept. 1999. [Online]. Available: <https://www.power-eng.com/operations-maintenance/flux-probes-provide-on-line-detection-of-generator-shorted-turns/>
  
- [6] D. R. Albright, "Interturn Short-Circuit Detector for Turbine-Generator Rotor Windings," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 2, pp. 472-478, Mar./Apr. 1975.
  
- [7] D. R. Albright, "*Interturn short-circuit detector for turbine-generator rotor windings*," *Power Engineering*, vol. 97, no. 9, pp. 46-49, Sept. 1993.

- [8] T. W. Dakin, "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Rate Phenomenon," Trans. AIEE, vol. 67, pp. 113–122, 1948
  
- [9] Vázquez Martínez, E., Castruita Ávila, J., & Chacón Mondragón, O. L. (2006). Protección de sistemas eléctricos mediante reconocimiento de patrones de onda viajera. Ingenierías, 9(307), 1-81.
  
- [10] Drake, S. A. D., Rosado, M. A. T., Hilario, Y. R., & Monteserin, N. Criterios de decisión para la detección de cortocircuitos entre espiras en el estator de motores de inducción de gran potencia.
  
- [11] Culbert, I. M., Lloyd, B. A., Stone, G. C., & Power–Qualitrol, I. (2015). Relative merits of off-line and on-line testing of rotating machine stator and rotor windings. In 2015 Petroleum and Chemical Industry Conference Europe (PCIC Europe). London (pp. 1-7).
  
- [12] Prasad, B. J. C., & Ram, B. S. (2013). Inter-turn fault analysis of Synchronous generator using finite element method (fem). International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE), 3(7), 170-176.
  
- [13] Kiani, M., Lee, W. J., Kenarangui, R., & Fahimi, B. (2007). Detection of rotor faults in synchronous generators. In 2007 IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (pp. 266-271).
  
- [14] Chiricozzi, E., & Spena, A. (1978). Effects of electrical faults on reliability of

turbogenerator units in large steam power plants. *Electric Power Systems Research*, 1(2), 153-166.

- [15] Kumar, K. K., Kumar, P. G. S., & Reddy, K. M. (2016, November). Premature failure of modern turbine generator rotor windings. In 2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON) (pp. 1-6). IEEE.
- [16] Yucai, W., Minghan, M., Yonggang, L., & Luo, W. (2019). Vibration characteristic analysis of rotor in excitation winding inter-turn short circuit state of turbo generator. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 14(6), 933-942.
- [17] Chabra, D. P., Ragwade, P. J., Amand, G. L., & Rao, A. K. L. (1996, June). Certain aspects of absorption of moisture by electrical insulation of electrical machines and its deterioration and assessment. In *Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium on Electrical Insulation* (Vol. 1, pp. 247-250). IEEE.
- [18] IEEE, "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Electrical Machinery," IEEE Standard 62.2-2004, 2004.
- [19] IEEE, "IEEE Guide for Insulation Maintenance of Electric Machines," IEEE Standard 56-2016, 2016.
- [20] Culbert, I. M., Lloyd, B. A., Stone, G. C., & Power-Qualitrol, I. (2015). Relative merits of off-line and on-line testing of rotating machine stator and rotor windings. In 2015 Petroleum and Chemical Industry Conference

Europe (PCIC Europe). London (pp. 1-7).

- [21] Kerszenbaum, I., & Maughan, C. (2011, June). Utilization of repetitive surge oscillograph (RSO) in the detection of rotor shorted-turns in large turbine-driven generators. In 2011 Electrical Insulation Conference (EIC). (pp. 398-401). IEEE.
- [22] Kumar, P., & Rao, V. R. (2012). Recurrent surge oscillograph (RSO) for rotor winding shorts detection. MRTG Power Diagnostic Tests Pvt. Ltd, Hyderabad, India.
- [23] Li, T., Jia, B., Ding, B., Fan, H., Tang, M., Li, X., ... & Chen, E. (2018, September). Simulation study on interturn short circuit of rotor windings in generator by RSO method. In 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE) (pp. 1-4). IEEE.
- [24] Sumatron, Inc. *Generator Rotor Shorted Turn Analyzer for Turbo-Generator DC-Field Windings. Instruction Manual*, Version 1.2, Sept. 2010.
- [25] Lu, Y., Yin, W., Han, J., Li, W., & Chen, P. (2008, September). Effect of insulation property and distribution of turbo generator rotor on temperature field. In 2008 World Automation Congress (pp. 1-5). IEEE.
- [26] Richardson, P., Hawley, R., & Wood, J. W. (1972). Insulation levels for turbogenerator rotors. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, (5), 2237-2244.
- [27] Bewley, L. V. (1942). Traveling waves on electric power systems.

- [28] Ciolli, P., Fiore, S., & Mistretta, S. (1992, September). Development of measuring techniques used in evaluating the insulation condition of large turbogenerator rotor windings. In 1992., Sixth International Conference on Dielectric Materials, Measurements and Applications (pp. 162-165). IET.
  
- [29] Mubarak, Z., & Supriyanto, E. (2021, June). SFRA Test Method Application for Turbo Generator Rotor Winding. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 1887, No. 1, p. 012048). IOP Publishing.
  
- [30] P. Fröhlich, \*Sweep Frequency Response Analysis on Windings of Inductors: Theory, Application and Modeling\*. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/371137871>
  
- [31] P. Fröhlich, F. Oettl, y M. Lachance, "Rotor Winding Diagnosis Using Sweep Frequency Response Analysis and Comparison to RSO," en Proc. IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), Minneapolis, MN, USA, junio 2024, pp. 333–338
  
- [32] Mayora, H., Alvarez, R., Bossio, G., & Calo, E. (2021, June). Condition assessment of rotating electrical machines using SFRA-a survey. In 2021 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC) (pp. 26-29). IEEE.
  
- [33] Kulkarni, A. S., El-Sharkawi, M. A., Marks, R., Andexler, G., Xing, J., & Kerszenbaum, I. (2000). Development of a technique for on-line detection of shorts in field windings of turbine-generator rotors: Circuit design and testing. IEEE Transactions on energy conversion, 15(1), 8-13.

- [34] Stone, G. C., Sasic, M., Stein, J., & Stinson, C. (2012, June). Using magnetic flux monitoring to detect synchronous machine rotor winding shorts. In Conference Record of 2012 Annual IEEE Pulp and Paper Industry Technical Conference (PPIC) (pp. 1-7). IEEE.
  
- [35] Woschnagg, E. (1994). Turbogenerator field winding shorted turn detection by AC flux measurement. IEEE transactions on energy conversion, 9(2), 427-431.
  
- [36] Albright, D. R.; Albright, D. J.; Albright, J. D., "Generator Field Winding Shorted Turn Detection Technology," Generatortech, Inc., presentada en IRMC, mayo 1999.
  
- [37] Robles, E., de la TORRE, O., Pascacio, A., Reyes, O., & Ramirez-Niño, J. (2006). BENEFITS FROM THE USE OF ON-LINE TURBO GENERATOR MONITORING SYSTEMS.
  
- [38] Albright, D.R. "Interturn Short-Circuit Detector for Turbine-Generator Rotor Windings", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-90 Number 2, March/April 1971.
  
- [39] Lewis, W. A. (1959). The principles of Synchronous Machines. Illinois Institute of Technology.
  
- [40] Kostenko, M. P., & Piotrovski, L. M. (1968). Máquinas eléctricas.
  
- [41] Jain, G. C. (1966). Design, operation and testing of synchronous machines. (No Title).

- [42] Lipo, T. A. (2017). Introduction to AC machine design. John Wiley & Sons.
- [43] Cathey, J. J. (2000). Electric machines: analysis and design applying Matlab. McGraw-Hill Higher Education.
- [44] Cevallos-Valdiviezo, H., Rodríguez-Cristiansen, A., & Valdiviezo-Valenzuela, P. (2022, July). Robust estimation of principal components: a literature review. In 20th LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology.
- [45] Kar, N. C., Murata, T., & Tamura, J. (2000). Characteristic of cylindrical-rotor synchronous generator. IEEE Transactions on Energy Conversion, 15(3), 269-276.
- [46] Sarma, M. S. (1979). Synchronous machines: their theory, stability, and excitation systems.
- [47] Tabatabaei, I., Faiz, J., Lesani, H., & Nabavi-Razavi, M. T. (2004). Modeling and simulation of a salient-pole synchronous generator with dynamic eccentricity using modified winding function theory. IEEE Transactions on Magnetics, 40(3), 1550-1555.
- [48] Zhu, J., Shi, Z., Li, X., & Wu, J. (2016). Air-gap eccentricity fault detection and diagnosis in synchronous generators. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 63(9), 5606-5616.
- [49] Kiani, M., Lee, W. J., Kenarangui, R., & Fahimi, B. (2007, September).

Detection of rotor faults in synchronous generators. In 2007 IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (pp. 266-271). IEEE.

- [50] Kovalev, K., Ivanov, N., & Tulinova, E. (2017, May). Magnetic field distribution in the active zone of synchronous generators with electromagnetic excitation. In 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) (pp. 1-4). IEEE.
- [51] Smolenski, V., & Ivanov, A. (1982). Electric Machines. Ed. MIR.
- [52] Fišer, R., Makuc, D., Lavrič, H., Miljavec, D., & Bugeza, M. (2010, September). Modeling, analysis and detection of rotor field winding faults in synchronous generators. In The XIX International Conference on Electrical Machines-ICEM 2010 (pp. 1-6). IEEE.
- [53] Dong, Z., Weili, L., Feng, Z., & Yunpeng, H. (2002, October). Numerical calculation of air gap magnetic field of a salient synchronous generator with the consideration of the effect of turn insulation. In Proceedings. International Conference on Power System Technology (Vol. 2, pp. 774-778). IEEE.
- [54] Penman, J., & Jiang, H. (1996). The detection of stator and rotor winding short circuits in synchronous generators by analysing excitation current harmonics.
- [55] Ludwinek, K., Nadolski, R., & Staszak, J. (2017). Comparison of higher harmonic contents in salient pole synchronous generator with different rotor

construction. Archives of electrical engineering, 66(1), 121-139.

- [56] Du, Jianmin, y Yan Li. "Analysis on the Variation Laws of Electromagnetic Force Wave and Vibration Response of Squirrel-Cage Induction Motor under Rotor Eccentricity." *Electronics* 12, núm. 6 (2023): 1295.
- [57] Ludwinek, K. (2014). Influence of DC voltage and current of field winding on induced stator voltages of a salient pole synchronous generator. *International Review of Electrical Engineering*, 9(1), 62-72.
- [58] Wan, S., & He, Y. (2011). Investigation on stator and rotor vibration characteristics of turbo-generator under air gap eccentricity fault. *Transactions of the Canadian Society for Mechanical Engineering*, 35(2), 161-176.
- [59] Zhang, G., Wu, J., & Hao, L. (2018). Analysis on the amplitude and frequency characteristics of the rotor unbalanced magnetic pull of a multi-pole synchronous generator with inter-turn short circuit of field windings. *Energies*, 11(1), 60.
- [60] Dirani, H. C., Merkhoul, A., Giroux, A. M., & Al-Haddad, K. (2014, September). Study of the impact of eccentricity in large synchronous generator with finite elements. In *2014 International Conference on Electrical Machines (ICEM)* (pp. 277-282). IEEE.
- [61] Mostafaei, M., & Faiz, J. (2021). An overview of various faults detection methods in synchronous generators. *IET electric power applications*, 15(4), 391-404.

- [62] Swann, S. A. (1963, May). Effect of rotor eccentricity on the magnetic field in the air-gap of a non-salient-pole machine. In Proceedings of the Institution of Electrical Engineers (Vol. 110, No. 5, pp. 903-915). IET Digital Library.
- [63] Yaghobi, H., Ansari, K., & Rajabi, M. H. (2011). Analysis of magnetic flux linkage distribution in salient pole synchronous generator with different kinds of inter turn winding faults.
- [64] Michon, M., Holehouse, R. C., Atallah, K., & Johnstone, G. (2014). Effect of rotor eccentricity in large synchronous machines. IEEE transactions on Magnetism, 50(11), 1-4.
- [65] Ehya, H., Nysveen, A., Nilssen, R., & Liu, Y. (2021). Static and dynamic eccentricity fault diagnosis of large salient pole synchronous generators by means of external magnetic field. IET Electric Power Applications, 15(7), 890-902.
- [66] Kimbark, E. W. (1995). Power system stability (Vol. 1). John Wiley & Sons.
- [67] Fuchs, E. F., & Masoum, M. A. (2011). Power quality in power systems and electrical machines. Academic press.
- [68] Karaagac, U., Mahseredjian, J., & Martinez-Velasco, J. A. (2017). Synchronous machines. In Power System Transients (pp. 251-350). CRC Press.

- [69] Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D., & Pekarek, S. D. (2013). Analysis of electric machinery and drive systems (Vol. 75). John Wiley & Sons.
- [70] Kundur, P. (2022). Power system stability. Power system stability and control. McGraw Hill.
- [71] Ramírez Barradas, R. (1988). Análisis y simulación del generador sincro (Doctoral dissertation, Universidad Autónoma de Nuevo León).
- [72] Moreira, J. C., & Lipo, T. A. (1992). Modeling of saturated ac machines including air gap flux harmonic components. IEEE Transactions on Industry Applications, 28(2), 343-349.
- [73] Ladjavardi, M., Masoum, M. A. S., & Islam, S. M. (2006, October). Impact of time and space harmonics on synchronous generator load angle. In 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (pp. 1132-1138). IEEE.
- [74] Pérez Rojas, C. (1993). Formulación trifásica de sistemas eléctricos en coordenadas de fase ABC (Doctoral dissertation, Universidad Autónoma de Nuevo León).
- [75] Barakat, A., Tnani, S., Champenois, G., & Mouni, E. (2010). Analysis of synchronous machine modeling for simulation and industrial applications. Simulation Modelling Practice and Theory, 18(9), 1382-1396
- [76] L. Zhu, Z. Yang, and S. Cheng, "PCA-based feature extraction for early detection of

stator winding faults in synchronous machines,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 36, no. 4, pp. 3129–3138, Dec. 2021, doi: 10.1109/TEC.2021.3098712.

- [77] R. H. C. Palácios, A. Goedel, W. F. Godoy, and J. A. Fabri, “Fault identification in the stator winding of induction motors using PCA with artificial neural networks,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 413–423, Aug. 2015, doi: 10.1007/s40313-015-0176-y.
- [78] I. T. Jolliffe and J. Cadima, “Principal component analysis: A review and recent developments,” *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 378, no. 2164, pp. 1–16, Apr. 2020, doi: 10.1098/rsta.2015.0202.
- [79] Shlens, “A tutorial on principal component analysis,” *arXiv preprint arXiv:1404.1100*, pp. 1–13, Apr. 2014.
- [80] F. L. Tanenkeu Guefack, A. Kiselev, and A. Kuznietsov, “Improved detection of inter-turn short circuit faults in PMSM drives using principal component analysis,” in *Proc. SPEEDAM*, 2018, pp. 154–159.
- [81] J. J. Rangel-Magdaleno, R. A. Osornio-Ríos, and A. García-Pérez, “Detection of multiple combined faults in induction motors using PCA and neural networks,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 5, pp. 4424–4432, Sep.–Oct. 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2585578.
- [82] R. H. C. Palácios, A. Goedel, W. F. Godoy, and J. A. Fabri, “Fault identification in the stator winding of induction motors using PCA with artificial neural networks,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 406–418,

2016.

- [83] I. T. Jolliffe and J. Cadima (2016), "Principal component analysis: a review and recent developments," *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 374, no. 2065, pp. 20150202.
  
- [84] Abdi, H., & Williams, L. J. (2010). *Principal component analysis*. Wiley interdisciplinary reviews: computational statistics, 2(4), 433-459.
  
- [85] Greenacre, M., Groenen, P. J., Hastie, T., d'Enza, A. I., Markos, A., & Tuzhilina, E. (2022). *Principal component analysis*. *Nature Reviews Methods Primers*, 2(1), 100.
  
- [86] J. Starmer, *StatQuest: Principle Component Analysis (PCA) clearly explained*, 2015.
  
- [87] Sorzano, C. O. S.; Vargas, J.; Pascual Montano, A. "A survey of dimensionality reduction techniques." *arXiv preprint arXiv:1403.2877*, 2014.